

М.И.Фурсанов

**АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ, НОРМИРОВА-
НИЯ И СНИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕР-
ГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 10 КВ**

Лабораторный практикум
по дисциплине “Алгоритмизация задач электроэнергетики”
для студентов специальности 1-43 01 02
“Электрические системы и сети”

Учебное электронное издание

УДК 621.311.017

А в т о р ы :

М. И. Фурсанов, доктор техн. наук, профессор

Р е ц е н з е н т ы :

В. А. Булат, канд. техн. наук, доцент

Д.П.Пацанович, заведующий электротехническим отделом
«Инжинирингового центра» РУП «БелТЭИ»

В данном лабораторном практикуме приведены инструкции для изучения алгоритмов и программ для оценки режимов, анализа, снижения и нормирования потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 0.38 – 220 кВ. В практикуме обобщен многолетний опыт автора по разработке промышленных компьютерных программ и преподавания дисциплины “Алгоритмизация задач электроэнергетики”.

Рассмотрены два основных направления решения задачи расчета потерь. Одно ориентировано на существующий в современных условиях эксплуатации электрических сетей уровень неполноты и достоверности режимной информации. Оно предполагает интервальную оценку потерь электроэнергии в сетях в зависимости от точности имеющихся исходных данных. Второе предназначено для более детального анализа режимов и потерь вплоть до отдельных элементов электрических сетей.

Практикум предназначен для студентов электроэнергетических специальностей вузов. Он может быть полезен также инженерам и аспирантам для углубления и расширения их знаний по современным методам расчета и анализа режимов потерь электроэнергии в электрических сетях.

Белорусский национальный технический университет
пр-т Независимости, 65, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.(017) 232-77-52 факс (017) 232-91-37

E-mail: ...

<http://www....>

Регистрационный № _____

© БНТУ, 2011

© Фурсанов М. И., 2011

© Заборская Е.А., Гапанюк С.Г.,
компьютерный дизайн, 2011

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Лабораторная работа № 1	
Ознакомление с комплексом алгоритмов и программ для интервальной оценки потерь электроэнергии в электрических сетях 6-10 кВ.....	6
Лабораторная работа № 2	
Изучение программы VYBOR формирования случайной выборки схем распределительных линий.....	10
Лабораторная работа № 3	
Изучение программы REKVIN расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений распределительных сетей	15
Лабораторная работа № 4	
Изучение программы VSM построения и анализа регрессионных моделей индивидуальных эквивалентных сопротивлений	25
Лабораторная работа № 5	
Изучение программы REKVIS расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений электрических сетей.....	39
Лабораторная работа № 6	
Изучение программы TERAS расчета величины, оценки погрешностей и доверительных интервалов потерь электроэнергии в электрических сетях 6-10 кВ	56
Лабораторная работа № 7	
Изучение программы REGIMR расчета режимов и обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электрических сетей 6-220кВ	68
Лабораторная работа № 8	
Изучение программы DW10 детерминированной оценки режимов, потерь мощности и электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 6-10 кВ	81
Лабораторная работа № 9	
Изучение программы DW1000 поэлементных расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ	97
Лабораторная работа № 10	
Изучение программы VYBORR выборочного метода оценки потерь электроэнергии в распределительной сети 0,38-10 кВ.....	106

Лабораторная работа № 11	
Изучение программы TRANS построения оптимального плана замены трансформаторов в распределительных сетях 6-10 кВ	117
Лабораторная работа № 12	
Изучение программы OPTIMA разработки оптимального плана замены проводов воздушных линий	127
Лабораторная работа № 13	
Изучение программы NORMA расчета нормативов потерь электроэнергии для структурных подразделений энергосистемы.....	133
ЛИТЕРАТУРА	140

ВВЕДЕНИЕ

Передача и распределение электрической энергии по электрическим сетям должны осуществляться при минимальных затратах трудовых и материальных ресурсов с заданной надежностью и качеством электроснабжения. Однако в процессе транспорта электроэнергии неизбежны ее потери, из-за которых дополнительно сжигается топливо на электростанциях и снижается пропускная способность сети.

Значительная часть электрической энергии передается по сильно разветвленным распределительным сетям 0,38 – 220 кВ. Эти сети, работающие, в основном, в разомкнутом режиме, характеризуются большой размерностью, динамизмом развития вследствие непрерывного увеличения электропотребления, низкой информационной обеспеченностью сетей, отсутствием необходимого числа обслуживающего персонала. Перечисленные специфические особенности распределительных сетей требуют разработки соответствующих методов оценки режимов, расчета, снижения и нормирования потерь электрической энергии, ориентированных на применение современных вычислительных средств и прежде всего электронных вычислительных машин (ЭВМ).

Данный лабораторный практикум в какой-то мере восполняет пробел в рассматриваемой области, т. к. в нем приведено разработанное автором алгоритмическое и математическое обеспечение для оценки режимов, снижения и нормирования потерь в разомкнутых электрических сетях 0,38 – 220 кВ.

В настоящее время решение задачи оценки режимов и потерь энергии в выделенной группе электрических сетей осуществляется в двух основных направлениях. Наиболее близким к существующему уровню эксплуатации распределительных сетей является направление, учитывающее неполноту и достоверность режимной информации. Для этих условий автором разработан комплекс алгоритмов и программ (VYBOR, REKVIN, VSM, REKVIS и TERAS), предназначенный для интервальной оценки значений потерь в произвольной совокупности разомкнутых электрических сетей 6 – 10 кВ в зависимости от имеющейся точности исходных данных и применяемого расчетного метода.

Второе направление позволяет проводить более детальный анализ режимов и потерь в распределительных сетях на основе детерминированных исходных данных. К нему можно отнести программы DW1000, DE10, REGIMR для оценки и анализа режимов и потерь в сетях, TRANS, OPTIMA и NORMA – для оптимизации и нормирования уровня потерь. Сочетанием двух указанных подходов является программа VYBORR выборочного метода оценки совокупной величины потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0.38 – 10 кВ.

По каждой программе в практикуме приведены ее назначение и возможности, основные методические сведения, правила подготовки данных, формы входной и выходной печати. Все программы могут работать в трех режимах: диалоговом (режим “С”), файловом (режим “D”) и демонстрационном (режим “S”). В пособии подробно описан наиболее употребительный режим работы программ – файловый, когда исходные макеты данных пользователь готовит заблаговременно в соответствии с инструкцией.

Практикум должен помочь студентам расширить свои знания в области алгоритмизации и практического применения вычислительной техники в электроэнергетике.

Изложенные в практикуме программы изучаются в курсе “Алгоритмизация задач электроэнергетики” и могут быть использованы при освоении дисциплин “Электрические системы и сети”, “Оптимизация режимов энергосистем”, “Основы эксплуатации энергосистем” и других, а также в дипломном проектировании и научно-исследовательской работе студентов.

Все программы, приведенные в практикуме, написаны на алгоритмическом языке ФОРТРАН и на протяжении длительного времени эксплуатировались в энергосистемах республики Беларусь и за ее пределами.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

Ознакомление с комплексом алгоритмов и программ для интервальной оценки потерь электроэнергии в электрических сетях 6-10 кВ

1.1. Цель работы

Ознакомление с назначением и структурой комплекса алгоритмов и программ для расчета и анализа потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ, а также с входящими в состав комплекса программами.

1.2. Краткие теоретически сведения

Разработанные теоретические положения алгоритмизированы и реализованы в виде универсального комплекса промышленных программ DELTA, предназначенного для расчёта режимов, оценки и структуризации потерь электроэнергии в электрических сетях 6-20 кВ с использованием **детерминированных** или **регрессионных моделей** в зависимости от полноты имеющейся режимной и сетевой информации.

Алгоритмы комплекса DELTA универсальны. Они позволяют оценивать режимы и потери в электрической сети произвольного объёма, так как в них реализованы различные идеологии определения, анализа и расчёта величины и доверительных интервалов потерь электроэнергии в сетях 6-20 кВ – от выборочного подхода с элементами статистических исследований до поэлементных расчётов потерь в отдельных линиях и трансформаторах сети. Комплекс прошёл многолетние успешные испытания в энергосистемах Республики Беларусь, России, Эстонии и Азербайджана. В 1988 году комплекс вошел в союзную инструкцию по расчёту и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям [4], где был рекомендован для практического использования в энергосистемах.

Заложенные в алгоритмах комплекса статистические модели оценки потерь могут применяться вне зависимости от принятой в электрических сетях идеологии расчётов. Они компактны и наглядны, позволяют контролировать ход расчётов, сопоставлять качество построения электрических сетей в различных регионах, выполнять перспективные прогнозные расчёты, определять стратегию снижения потерь. Следует отметить, что комплекс DELTA полностью состыкован в информационном плане с программным обеспечением для решения основных технологических задач городских электрических сетей 6-20 кВ с несколькими источниками питания.

Структурная схема базовых алгоритмов комплекса и последовательность их работы показана на рис.1.1.

Определение потерь с использованием регрессионных моделей состоит в последовательном выполнении пяти основных этапов.

Первый этап (алгоритм VYBOR) предназначен для формирования случайной выборки схем распределительных линий 6–20 кВ из генеральной совокупности сетей, находящихся на балансе данного структурного подразделения и подлежащих эквивалентированию.

На втором этапе (алгоритм REKVIN) для каждой схемы сети, попавшей в выборку, рассчитывается режим сети и определяются индивидуальные эквивалентные

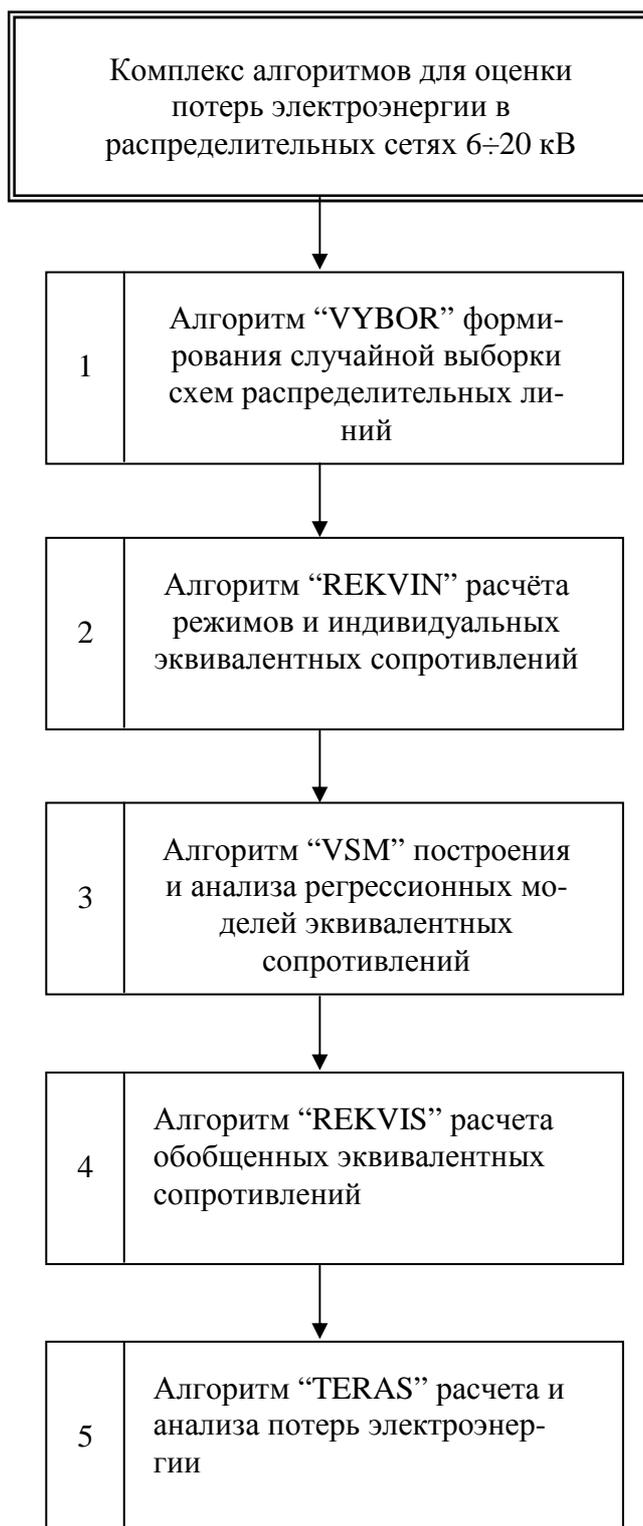


Рис.1.1. Структурная схема базовых алгоритмов комплекса DELTA и последовательность их работы

сопротивления линий и подключенных к ней трансформаторов и обобщённые характеристики сети - суммарные: длина линии, установленная мощность и число распределительных трансформаторов.

Третий этап (алгоритм VSM) состоит в построении и анализе регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений. В качестве исходного статистического материала здесь используются результаты расчётов, полученные на втором этапе.

На четвертом этапе (алгоритм REKVIS) результаты выборочных исследований в виде построенных по алгоритму VSM регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений (или на основе детерминированных исходных данных) распространяются на всю генеральную совокупность электрических сетей. В результате рассчитываются обобщённые эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов всей совокупности сетей.

На пятом этапе вычисляются потери энергии, определяются их структура и доверительные интервалы.

Следует особо отметить, что при расчёте потерь по детерминированным моделям (работают алгоритмы REKVIN, REKVIS и TERAS) необходимость в выполнении первого (алгоритм VYBOR), третьего (алгоритм VSM), а иногда и четвертого (алгоритм REKVIS) (при расчёте и анализе потерь электроэнергии по отдельным распределительным линиям) этапов отпадает.

1.3. Последовательность выполнения работы

1.3.1. Изучить назначение и структуру комплекса алгоритмов и программ для расчета и анализа потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ, а также с входящими в состав комплекса программами.

1.3.2. Изучить назначение, исходные данные и результаты расчета программы VYBOR.

1.3.3. Изучить назначение, исходные данные и результаты расчета программы REKVIN.

1.3.4. Изучить назначение, исходные данные и результаты расчета программы VSM.

1.3.5. Изучить назначение, исходные данные и результаты расчета программы REKVIS.

1.3.6. Изучить назначение, исходные данные и результаты расчета программы.

1.3.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программам VYBOR, REKVIN, VSM, REKVIS, TERAS.

Оформить отчет по работе.

1.4. Содержание отчета

1.4.1. Цель работы и краткие теоретические сведения.

1.4.2. Назначение и распечатки файлов исходных данных и результатов расчета программы VYBOR.

1.4.3. Назначение и распечатки файлов исходных данных и результатов расчета программы REKVIN.

1.4.4. Назначение и распечатки файлов исходных данных и результатов расчета программы VSM.

1.4.5. Назначение и распечатки файлов исходных данных и результатов расчета программы REKVIS.

1.4.6. Назначение и распечатки файлов исходных данных и результатов расчета программы TERAS.

1.4.7. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программ комплекса.

1.5. Контрольные вопросы

1.5.1. Каково назначение и структура комплекса программ для расчета и анализа потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10 кВ?

1.5.2. Какие исходные данные требуются для работы программы VYBOR? Что представляют собой результаты расчета по программе VYBOR?

1.5.3. Какие исходные данные требуются для работы программы REKVIN? Что представляют собой результаты расчета по программе REKVIN?

1.5.4. Какие исходные данные требуются для работы программы VSM? Что представляют собой результаты расчета по программе VSM?

1.5.5. Какие исходные данные требуются для работы программы REKVIS? Что представляют собой результаты расчета по программе REKVIS?

1.5.6. Какие исходные данные требуются для работы программы TERAS? Что представляют собой результаты расчета по программе TERAS?

1.5.7. Какова последовательность работы программ входящих в состав изучаемого комплекса?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Изучение программы VYBOR формирования случайной выборки схем распределительных линий

2.1. VYBOR. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы VYBOR формирования случайной выборки схем распределительных линий.

2.2. VYBOR. Назначение и краткая характеристика программы

Программа VYBOR предназначена для автоматического формирования случайной бесповторной выборки распределительных линий из всей (генеральной) совокупности схем сетей, находящихся на балансе данного подразделения энергосистемы.

В качестве исходных данных (см. файл VYBOR.DAT) задаются процентный объем выборки и в произвольном виде координаты каждой линии: наименование структурного подразделения и питающей подстанции, номинальное напряжение, диспетчерский номер линии и т. д.

Координаты одной линии перфорируются в отдельной строке. Порядковые номера присваиваются линиям при вводе данных.

В результате работы программы на печать выдаются искомые порядковые номера и координаты линий выборки (файл VYBOR.RES).

2.3. VYBOR. Основные теоретические сведения

Алгоритм программы VYBOR разработан на основе метода статистических испытаний и реализует случайный выбор схем линий заданного объема. За счет моделирования на ЭВМ равномерного закона распределения вероятностей возможность попадания каждой из линий в выборку одинакова. Идея проста: число из диапазона $[0; 1]$, полученное на ЭВМ с помощью генератора случайных чисел, преобразуется в целое, которое и определяет порядковый номер, а следовательно, и координаты искомой линии. Процентный объем выборки задается пользователем.

Блок – схема алгоритма программы показана на рис. 2.1. Алгоритм работает следующим образом.

После входа в программу (блок 1) выполняется ввод и печать заданного процентного объема выборки (блок 2) и координат всех C схем распределительных линий, составляющих генеральную совокупность сетей (блок 3).

Блок 4 по заданному процентному объему выборки определяет соответствующее ему число схем C_0 , после чего блок 5 вычисляет длину интервала $l = \frac{1}{C}$ отрезка $[0; 1]$, соответствующего одному номеру схемы. Блок 6 генерирует случайное число, которое блоком 7 преобразуется с использованием интервала l в целое число – очередной номер схемы n_i . Блок 8 обеспечивает бесповторность выборки. Если номер

схемы повторился (выполняется условие "да" блока 8), то блок 6 генерирует следующее случайное число. При выполнении условия "нет" блока 8 выполняется печать порядкового номера, соответствующего n_i , и координат выбранной схемы линии. После того, как выборка сформирована (контроль за формированием полного состава выборки осуществляет блок 10), происходит выход из программы (блок 11).

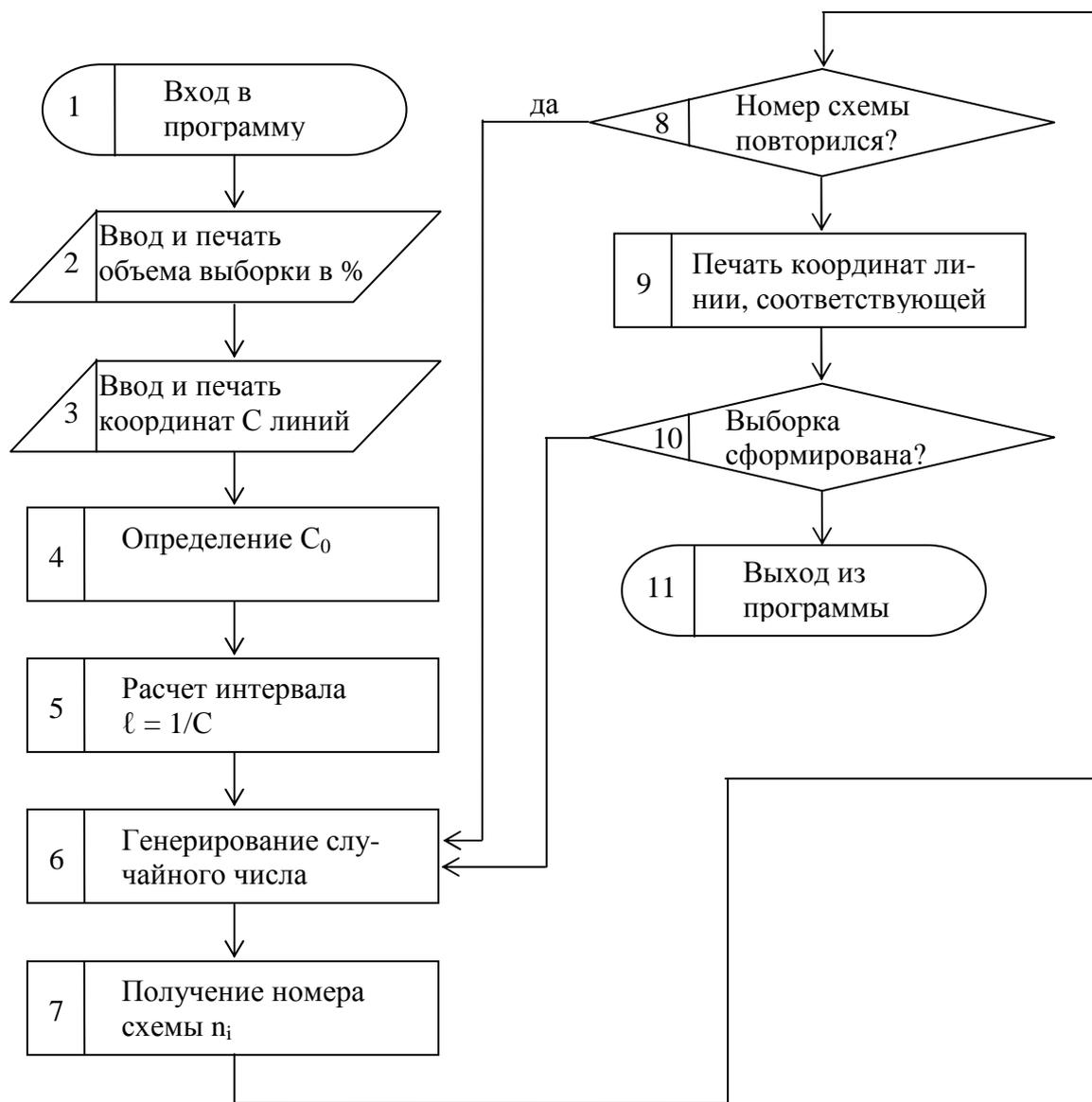


Рис. 2.1. Блок-схема программы VYBOR

2.4. VYBOR. Работа с программой

VYBOR. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

VPROC – заданный процентный объем выборки;

A – одномерный вектор, содержащий координаты линии (наименование структурного подразделения и питающей подстанции, номинальное напряжение, диспетчерский номер линии и т.д.).

VYBOR. Правила подготовки исходных данных

Для работы программы VYBOR необходимо задать процентный объем выборки и координаты всех распределительных линий рассматриваемого структурного подразделения.

Заданный процентный объем выборки

Данный показатель перфорируется в отдельной строке по формату I2:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 2	VPROC	I2	30

Координаты линий

Координаты одной линии перфорируются в отдельной строке по формату 7 FORMAT(20A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 80	A	20A4	п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N 8

Длина координат по каждой распределительной линии не должна превышать 80 (восемидесяти) символов, т. е. размещаться в одной строке.

VYBOR. Структура файла данных

Структура файла исходных данных программы VYBOR следующая (см. распечатку файла VYBOR.DAT):

1 – я строка – заданный процентный объем выборки;

2 – я строка – координаты первой (произвольной по счету) распределительной линии;

3 – я строка – координаты следующей линии;

...

C – я строка – координаты последней линии (C – число распределительных линий в данном подразделении энергосистемы);

** – две звездочки.

Файл данных VYBOR.DAT

```

30
п/ст. 110/10 кВ "Филимонова" РЛ N3
п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N8
п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино-1" РЛ N5
п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N2
п/ст. 110/10 кВ "Моделово" РЛ N6
п/ст. 35/10 кВ "Гузицино" РЛ N6
п/ст. 110/10 кВ "Аббакумцево" РЛ N8
п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино-1" РЛ N6
п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N5
п/ст. 110/10 кВ "Никольское" РЛ N5
п/ст. 110/10 кВ "Аббакумцево" РЛ N6
п/ст. 110/10 кВ "Воржа" РЛ N2
п/ст. 110/10 кВ "Некрасово" РЛ N9
п/ст. 110/10 кВ "Туношна" РЛ N1
п/ст. 35/10 кВ "Рождественно" РЛ N4
п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N19
п/ст. 110/10 кВ "Рождественно" РЛ N2

```

п/ст. 110/10 кв "Васильково" РЛ N4
 п/ст. 110/10 кв "Туношна" РЛ N12
 п/ст. 110/10 кв "Вятское" РЛ N1
 **

Файл результатов VYBOR.RES

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА VYBOR
 ФОРМИРОВАНИЯ СЛУЧАЙНОЙ РЕПРЕЗЕНТАТИВНОЙ
 ВЫБОРКИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
 6-10 кв
 ЗАДАННЫЙ ОБЪЕМ ВЫБОРКИ - 30%
 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ
 =====
 ВЫБОРКА ФОРМИРУЕТСЯ ИЗ СЛЕДУЮЩИХ СХЕМ:

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
1	п/ст. 110/10 кв "Филимоново" РЛ N 3
2	п/ст. 110/10 кв "Шушково" РЛ N8
3	п/ст. 110/10 кв "Бурмакино - 1" РЛ N5
4	п/ст. 110/10 кв "Вятское" РЛ N2
5	п/ст. 110/10 кв "Моделово" РЛ N6
6	п/ст. 35/10 кв "Гузицино" РЛ N6
7	п/ст. 110/10 кв "Аббакумцево" РЛ N8
8	п/ст. 110/10 кв "Бурмакино - 1" РЛ N6
9	п/ст. 110/10 кв "Вятское" РЛ N5
10	п/ст. 110/10 кв "Никольское" РЛ N5
11	п/ст. 110/10 кв "Аббакумцево" РЛ N6
12	п/ст. 110/10 кв "Воржа" РЛ N2
13	п/ст. 110/10 кв "Некрасово" РЛ N9
14	п/ст. 110/10 кв "Туношна" РЛ N1
15	п/ст. 35/10 кв "Рождествено" РЛ N4
16	п/ст. 110/10 кв "Шушково" РЛ N19
17	п/ст. 110/10 кв "Рождествено" РЛ N2
18	п/ст. 110/10 кв "Васильково" РЛ N4
19	п/ст. 110/10 кв "Туношна" РЛ N12
20	п/ст. 110/10 кв "Вятское" РЛ N1

ВЫБОРКА СФОРМИРОВАНА И СОСТОИТ ИЗ NL = 6 СХЕМ

СОСТАВ ВЫБОРКИ:

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
15	п/ст. 35/10 кв "Рождествено" РЛ N4
17	п/ст. 110/10 кв "Рождествено" РЛ N2
3	п/ст. 110/10 кв "Бурмакино - 1" РЛ N5
5	п/ст. 110/10 кв "Моделово" РЛ N6
8	п/ст. 110/10 кв "Бурмакино - 1" РЛ N6
13	п/ст. 110/10 кв "Некрасово" РЛ N9

2.5. VYBOR. Последовательность выполнения работы

2.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы VYBOR.

2.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

2.5.3. Скопировать файл VYBOR.DAT под именем XXXXXXXX.DAT (где первые 6 символов – номер группы, 7 и 8 символ – порядковый номер студента в группе, например, 10622001.DAT).

2.5.4. В файле с именем XXXXXXXX.DAT набрать 30-40 произвольных координат распределительных линий (название питающей подстанции и диспетчерский код линии) и произвольный объем формируемой выборки (не > 100%).

Координаты линий можно взять из табл. 4.1 (лабораторная работа № 4).

2.5.5. Выполнить программу VYBOR.EXE и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES. Проанализировать полученные результаты.

2.5.6. Повторить п.п. 2.5.4, 2.5.5 несколько раз с разными объемами выборки.

2.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

2.6. VYBOR. Содержание отчета

2.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы VYBOR.

2.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

2.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы VYBOR.

2.7. VYBOR. Контрольные вопросы

2.7.1. Каково назначение программы VYBOR?

2.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы VYBOR?

2.7.3. Как работает алгоритм программы VYBOR?

2.7.4. Какова структура файла исходных данных программы VYBOR?

2.7.5. Что представляют собой результаты программы VYBOR?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Изучение программы REKVIN расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений распределительных сетей

3.1. REKVIN. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы REKVIN расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений распределительных сетей

3.2. REKVIN. Назначение и краткая характеристика программы

Программа REKVIN [3,9] предназначена для расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений и обобщенных характеристик распределительной линии 6 – 10 кВ и подключенных к ней трансформаторов. В качестве исходной информации (см. рис. 3.1) используются данные о топологической структуре сети – номера начал и концов участков схемы сети с указанием марок проводов (кабелей) и длин участков линий, номинальных мощностей трансформаторов. В общем случае могут быть заданы нагрузки на головном участке линии. Поскольку данные о нагрузках ТП отсутствуют, то их значения принимаются равными номинальным мощностям распределительных трансформаторов. На печать выдаются координаты сети (наименование питающей подстанции и диспетчерский номер линии), режим сети и вышеуказанные результаты расчета (файл REKVIN.RES)

3.3. REKVIN. Основные теоретические сведения

При расчете индивидуальных эквивалентных сопротивлений за элементарную расчетную структурную единицу принята разомкнутая сеть, представленная на рис. 3.1. Для определения эквивалентных сопротивлений рассчитывается режим сети, определяются потери мощности в линии dP_l и трансформаторах dP_m и индивидуальные эквивалентные сопротивления линий $r_{эл}$ и трансформаторов $r_{эм}$ [2]:

$$r_{эл} = \frac{dP_l}{3 \cdot I_{cy}^2}; \quad (3.1)$$

$$r_{эм} = \frac{dP_m}{3 \cdot I_{cy}^2}. \quad (3.2)$$

Расчет отдельных сетей выполняется последовательно, что фактически устраняет проблему размерности и позволяет рассчитывать сети всего структурного подразделения. Объем каждой сети ограничен 200 участками. В математической модели сети линии электропередачи представляются активно – индуктивными сопротивлениями, а трансформаторы – Г – образной схемой замещения. Алгоритм программы приведен на блок-схеме рис. 3.2 и работает следующим образом.

Предприятие эл. сетей	
Подстанция	
Номинальное напряжение, кВ	10
Диспетчерский номер линии	5
Ток головного участка в макс. режиме, А	20
Тангенс φ в макс. режиме	0,205
Активная энергия головного участка, тыс.кВт ч	970
Напряжение на шинах в макс. режиме, кВ	10,2

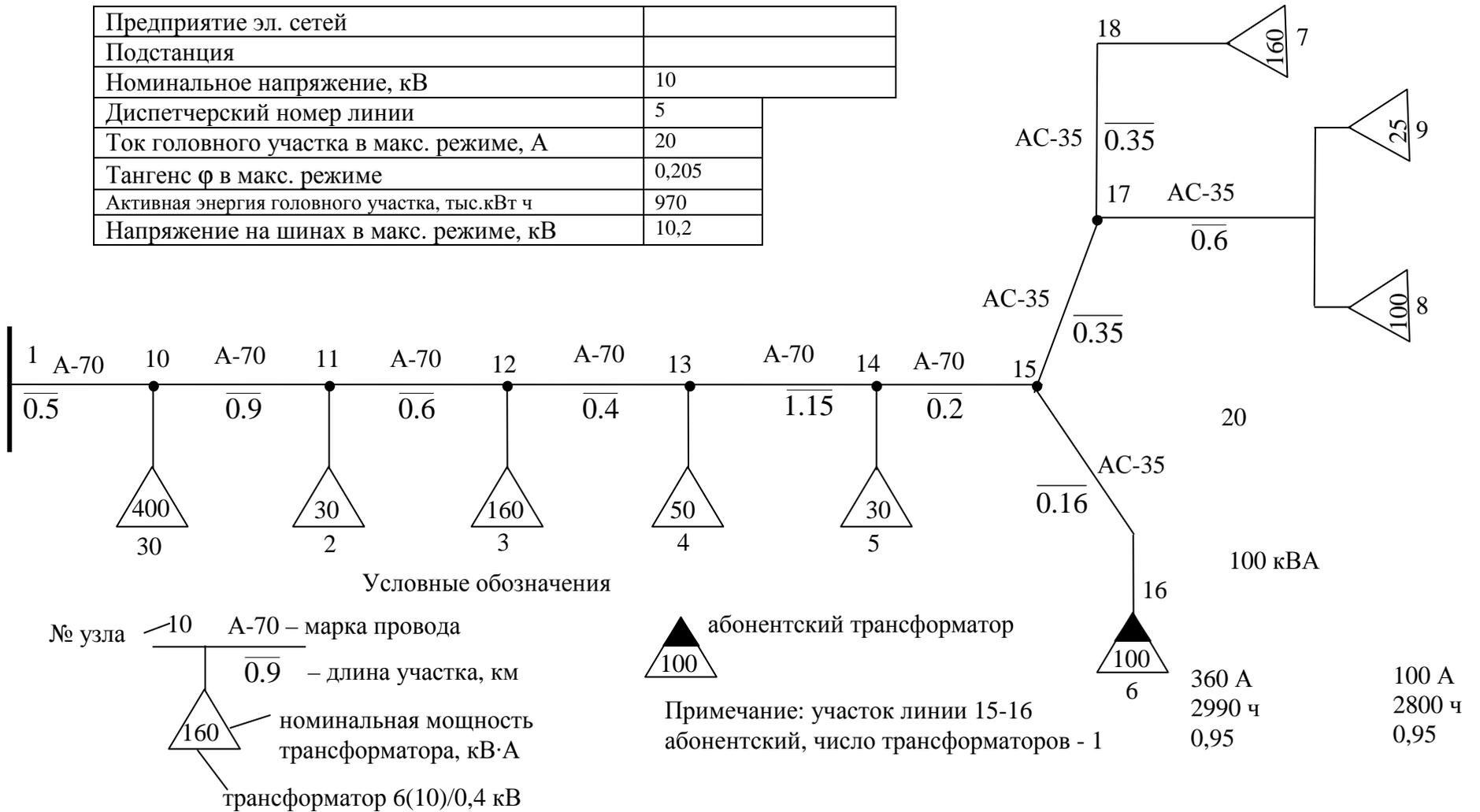


Рис. 3.1. Схема распределительной линии 10 кВ

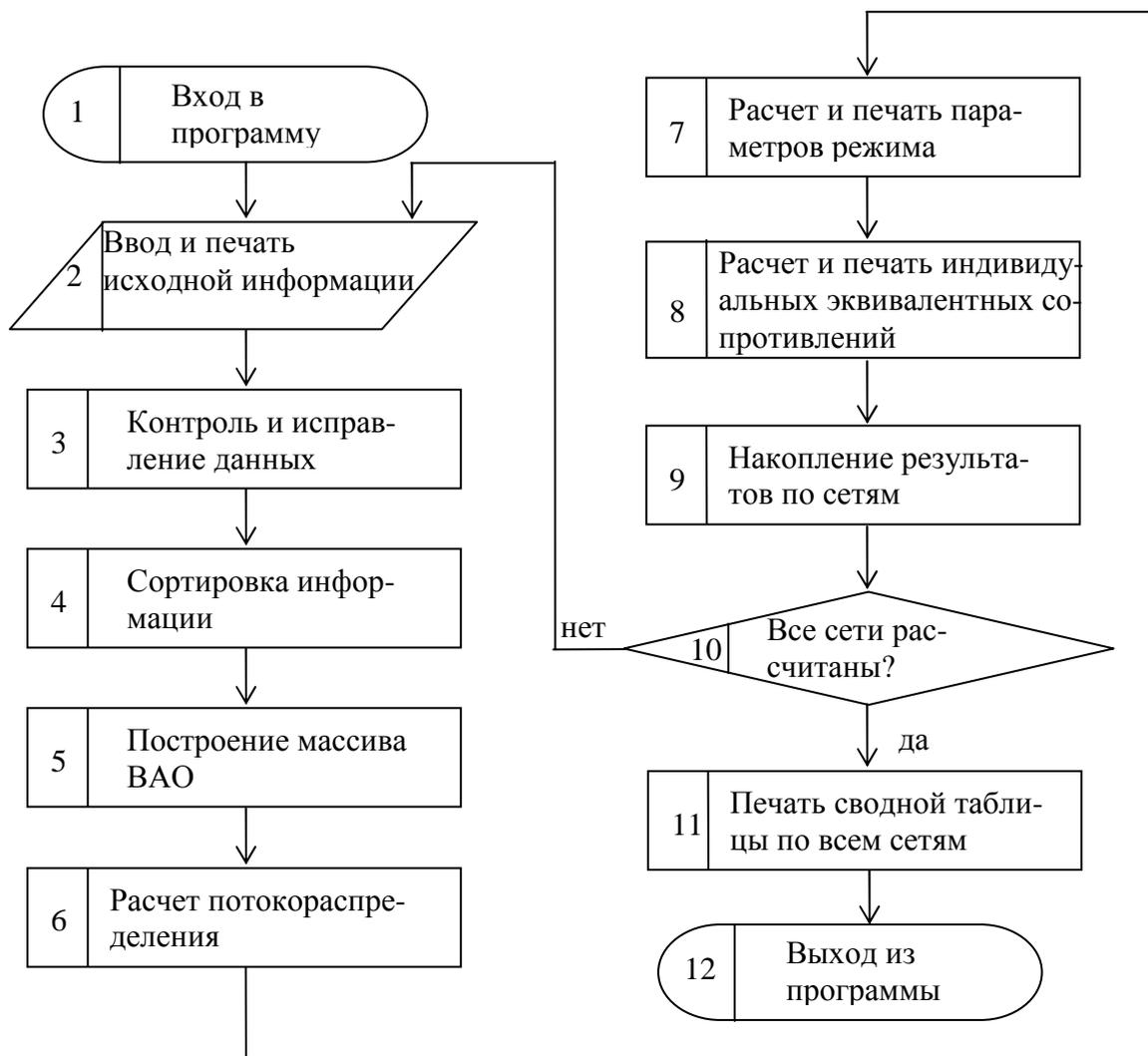


Рис. 3.2. Блок-схема программы REKVIN

После входа в программу (блок 1) блок 2 вводит и печатает топологическую, сетевую и режимную информацию об одной сети. Блок 3 осуществляет семантический контроль данных и по возможности автоматическое исправление ошибок, наиболее часто встречающихся при кодировке и перфорации исходной информации. К ним относятся: отсутствие источника питания, потеря связности схемы, выход числовых значений характеристик сети (марки и длины провода, установленной мощности трансформаторов и др.) за реально существующие пределы. При этом вместо ошибочных данных принимаются их статистические средние, на печать выдаются диагностические сообщения о координатах и характере ошибки и расчет по программе продолжается. Блок 4 выполняет сортировку информации об участках сети, после чего строится массив вторых адресных отображений (ВАО). После построения конфигурационной модели сети блок 6 с использованием ВАО выполняет расчет потокораспределения в схеме. После этого управление передается блоку 7, где выполняется расчет и печать параметров установившегося режима сети – потоков и потерь активной и реактивной мощности в ветвях схемы. Блок 8 рассчитывает потери в линии, постоянные и переменные потери в трансформаторах и суммарные потери в сети, индивидуальные эквивалентные сопротивления линии, трансформаторов и сети, а также обобщенные характеристики схемы – длину линии, установлен-

ную мощность трансформаторов, число линейных и трансформаторных участков. Результаты расчета отдельных сетей накапливаются для получения сводной таблицы по всем сетям рассматриваемого структурного подразделения (блок 9). После расчета одной распределительной сети блок 10 по условию "нет" передает управление на ввод исходной информации о следующей сети и расчет продолжается в соответствии с работой блоков 2 – 8. Если все сети рассчитаны (выполнение условия "да" блока 10), то печатается сводная таблица результатов расчета (блок 11). На этом программа заканчивает свою работу.

3.4. REKVIN. Работа с программой

REKVIN. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

ESIS – наименование энергосистемы;

UST – наименование участка сети;

M3 – количество подстанций;

PST – название подстанции;

KL – число распределительных линий, отходящих от подстанции;

UNOM – номинальное напряжение;

NL – диспетчерский номер линии;

TPGU – максимальный ток, А, или активная мощность на головном участке линии, МВт;

AKEN – активная энергия на головном участке линии, МВт·ч;

N1 – номер начала участка линии;

N2 – номер конца участка линии;

MAP – марка провода или кабеля (для участка линии) или признак абонентской ТП-АБТП;

DLS – длина ветви (для участка линии), км, или мощность трансформатора (для трансформаторного участка), кВА;

MTT – одномерный вектор, содержащий числа повторения печати;

PTT – одномерный вектор, содержащий начала ключевых слов регулирования печати;

PDOP – одномерный вектор, содержащий продолжения ключевых слов повторения печати.

REKVIN. Правила подготовки исходных данных

В исходных данных выделяются:

информационная карта управления печатью;

параметры задачи;

параметры подстанции;

параметры отходящей линии.

Информационная карта управления печатью

Составляется для каждого рассчитываемого участка сети и перфорируется в отдельной строке по формату

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 2	МТТ (1)	I2	1
4 – 15	РТТ (1), PDOP (1)	A4, A8	линия
16 – 17	МТТ (2)	I2	1
19 – 30	РТТ (2), PDOP (2)	A4, A8	линия
31 – 32	МТТ (3)	I2	1
34 – 45	РТТ (3), PDOP (3)	A4, A8	линия
46 – 47	МТТ (4)	I2	2
49 – 60	РТТ (4), PDOP (4)	A4, A8	участок

Параметры задачи

Для каждого участка сети составляется одна строка параметров задачи. Эта строка состоит из трех показателей и перфорируется по формату

101 FORMAT(4A4, 4X, 4A4, 4X, I5):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 12	ESIS	4A4	наименование ПЭО
21 – 32	UST	4A4	название ПЭС
41 – 45	M3	I5	4

Параметры подстанции

Параметры подстанции составляются для каждой питающей подстанции (а в случае трехобмоточных трансформаторов на питающих подстанциях – для всех питающих шин) и перфорируются в отдельной строке по формату

103 FORMAT(4A4, 4X, I5, 5X, F5.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 11	PST	4A4	название п/ст
21 – 35	KL	I5	3
31 – 35	UNOM	F5.0	10

Параметры отходящей линии

Параметры отходящей линии включают в себя параметры головного участка и параметры ветвей.

Параметры головного участка

Перфорируются в отдельной строке по каждой распределительной линии по формату

109 FORMAT(A4, 6X, 2F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	NL	A4	РЛ – 5
11 – 20	TRGU	F10.0	15.2 или – 108.3
21 – 30	AKEN	F10.0	900000

Параметры ветвей

Под ветвью понимается звено сети (однородный участок линии или трансформатор) между двумя узлами (пунктами) схемы. В одной строке размещается информация о двух ветвях. Кодировка данных выполняется по формату

105 FORMAT(A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0, 10X, A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	N1	A4	1
6 – 9	N2	A4	2
11 – 18	MAP	A8	A – 35
21 – 30	DLS	F10.0	1.2
41 – 44	N1	A4	2
46 – 49	N2	A4	3
51 – 58	MAP	A8	АБТП
61 – 70	DLS	F10.0	-63

REKVIN. Структура файла исходных данных

Структура файла исходных данных для программы REKVIN следующая (см. файл данных REKVIN.DAT):

- 1 – я строка – информационная карта управления печатью;
- 2 – я строка – параметры задачи;
- 3 – я строка – параметры подстанции;
- 4 – я строка – параметры головного участка одной из распределительных линий этой подстанции;
- 5 – я строка – исходная информация о ветвях данной линии;
- 6 – я строка – ** (две звездочки) – признак конца информации о ветвях;

- 7 – я строка – параметры головного участка второй линии этой же подстанции;
- 8 – я строка – информация о ветвях второй линии;
- 9 – я строка – ** и т. д.;

Таким образом последовательно раскладывается исходная информация обо всех подстанциях рассчитываемого участка сети.

Пример.

Участок сети состоит из двух подстанций. От первой подстанции питается одна распределительная линия, от второй – две. Файл данных может выглядеть следующим образом:

информационная карта

параметры задачи

параметры 1 – й подстанции

параметры головного участка

данные о ветвях

**

параметры 2 – й подстанции

параметры головного участка 1 – й распределительной линии

данные о ветвях 1 – й линии

**

параметры головного участка 2 – й распределительной линии

данные о ветвях 2 – й линии

**

Файл данных REKVIN.DAT

1 ДАННЫЕ		1 ЛИНИЯ		1 РЕЖИМ		1 УЧАСТОК	
ЭНЕРГОСИСТЕМА		СЕТИ ПЭС				1	
ЭНГЕЛЬС	110/10		1	10.0			
5							
1	10	A-70	0.5	10	30		-400
10	11	A-70	0.9	11	2		-30
11	12	A-70	0.6	12	3		-160
12	13	A-70	0.4	13	4		-60
13	14	A-70	1.15	14	5		-30
14	15	A-70	0.2	15	16	AC-35	0.16
16	6	АВТП	-100	15	17	AC-35	0.35
17	18	AC-35	0.35	18	7		-160
17	19	AC-35	0.6	19	9		-250

**

Продолжение файла REKVIN.RES

НОМЕР		ПОТОК МОЩНОСТИ ВЕТВИ				ПОТЕРИ МОЩНОСТИ							
НАЧАЛА:КОНЦА						ЛИНЕЙНЫЕ УЧАСТКИ				ТРАНСФОРМАТОРЫ			
ВЕТВИ	ВЕТВИ	АКТИВНЫЙ	РЕАКТИВН	ПОЛНЫЙ	АКТИВНОЙ	РЕАКТИВНОЙ	АКТИВНОЙ	РЕАКТИВНОЙ	АКТИВНОЙ	РЕАКТИВНОЙ	АКТИВНОЙ	РЕАКТИВНОЙ	
		КВТ	КВАР	КВ.А	О.Е.	КВТ	О.Е.	КВАР	О.Е.	КВТ	О.Е.	КВАР	О.Е.
1	10	1190.00	.00	1190.00	1.000	3.26	.302	2.44	.310	.00	.000	.00	.000
10	30	400.00	.00	400.00	.336	.00	.000	.00	.000	5.77	.317	22.00	.367
10	11	790.00	.00	790.00	.664	2.58	.240	1.94	.246	.00	.000	.00	.000
11	2	30.00	.00	30.00	.025	.00	.000	.00	.000	.76	.042	1.65	.028
11	12	760.00	.00	760.00	.639	1.59	.148	1.20	.152	.00	.000	.00	.000
12	3	160.00	.00	160.00	.134	.00	.000	.00	.000	2.81	.155	8.80	.147
12	13	600.00	.00	600.00	.504	.66	.061	.50	.063	.00	.000	.00	.000
13	4	60.00	.00	60.00	.050	.00	.000	.00	.000	1.30	.072	3.30	.055
13	14	540.00	.00	540.00	.454	1.54	.143	1.16	.147	.00	.000	.00	.000
14	5	30.00	.00	30.00	.025	.00	.000	.00	.000	.76	.042	1.65	.028
14	15	510.00	.00	510.00	.429	.24	.022	.18	.023	.00	.000	.00	.000
15	16	100.00	.00	100.00	.084	.01	.001	.01	.001	.00	.000	.00	.000
15	17	410.00	.00	410.00	.345	.50	.046	.26	.033	.00	.000	.00	.000
16	6	100.00	.00	100.00	.084	.00	.000	.00	.000	.00	.000	.00	.000
17	18	160.00	.00	160.00	.134	.08	.007	.04	.005	.00	.000	.00	.000
17	19	250.00	.00	250.00	.210	.32	.030	.17	.021	.00	.000	.00	.000
18	7	160.00	.00	160.00	.134	.00	.000	.00	.000	2.81	.155	8.80	.147
19	9	250.00	.00	250.00	.210	.00	.000	.00	.000	3.99	.219	13.75	.229

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ИНДИВИДУАЛЬНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N-5

ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМ. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС . ПОДСТАНЦИЯ .ЭНГЕЛЬС 110/10.

НОМИНАЛЬНЫЕ ПОТЕРИ МОЩНОСТИ		ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ		УСТАНОВЛ. КОЛ-ВО		ПАРАМЕТРЫ ГОЛ. УЧ.							
		СОПРОТИВЛЕНИЯ		ДЛИНА		МОЩНОСТЬ							
ЛИНИЯ	ТРАНСФОРМАТОРЫ	ВСЕГО	ЛИНИИ	ТРАНСФОР-	ЛИН:ТР-	ТОК ИЛИ	АКТИВНАЯ						
	Х.Х.	К.З.	ЛИНИИ:ТР-РОВ:	СЕТИ	МАТОРОВ	УЧ.:РОВ:	МОЩНОСТЬ	ЭНЕРГИЯ					
КВТ	КВТ	КВТ	КВТ	ОМ	ОМ	ОМ	КМ	КВ.А	-	-	А	/-КВТ/	МВТ.Ч
10.79	3.25	18.21	32.25	.76	1.53	2.29	5.21	1190.00	10	8	.00	.00	

3.5. REKVIN. Последовательность выполнения работы

3.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы REKVIN.

3.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

3.5.3. Получить у преподавателя индивидуальное задание в виде схемы одной распределительной линии 6-10 кВ. Скопировать файл REKVIN.DAT под именем XXXXXXXX.DAT (где первые 6 символов – номер программы, 7 и 8 символ – порядковый номер студента в группе, например, 10622001.DAT).

3.5.4. В файле с именем XXXXXXXX.DAT набрать свои исходные данные (номера начал и концов участков) марки проводников, их длины и мощности трансформаторов. Другая информация файла остается без изменений. Измененный файл XXXXXXXX.DAT сохранить под тем же именем.

3.5.5. Выполнить программу REKVIN.EXE и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES. Проанализировать полученные результаты.

3.5.6. Поочередно сделать в файле исходных данных диагностические ошибки – изменить номер (шифр) начала питающей ветви, вставить вместо имеющегося несуществующий номер узла, удалить трансформаторную ветвь, удалить участок линии, убрать точку в вещественном числе и т.д. Повторить п. 3.5.5 с измененными исходными данными.

2.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

3.6. REKVIN. Содержание отчета

3.6.1. Назначение, алгоритм, основные теоретические сведения и блок-схема программы REKVIN.

3.6.2. Схема распределительной линии и распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

3.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы REKVIN.

3.7. REKVIN. Контрольные вопросы

3.7.1. Каково назначение программы REKVIN?

3.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы REKVIN?

3.7.3. Как работает алгоритм программы REKVIN?

3.7.4. Какова структура файла исходных данных программы REKVIN?

3.7.5. Что представляют собой результаты программы REKVIN?

3.7.6. Какие диагностические ошибки обнаруживает программа REKVIN?

3.7.7. Какие диагностические ошибки программа REKVIN обнаружить не может и почему?

3.7.8. Электрическую сеть какого объема способна рассчитывать программа REKVIN?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

Изучение программы VSM построения и анализа регрессионных моделей индивидуальных эквивалентных сопротивлений

4.1. VSM. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы VSM построения и анализа регрессионных моделей индивидуальных эквивалентных сопротивлений

4.2. VSM. Назначение и краткая характеристика программы

Программа VSM [3,6] предназначена для построения и анализа регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений линейного и степенного видов. Она использует в качестве исходного статистического материала (матрицы наблюдений) результаты расчета выборки схем электрических сетей по программе REKVIN. Матрица наблюдений включает массив зависимой переменной – параметра $M_{ю}$, который определяется в программе автоматически как

$$M_{юi} = r_{эли} \cdot S_{Ti}^2,$$

и массивы независимых переменных X_i – длины линии l_i , установленной моностанции и числа трансформаторов, – соответственно S_{Ti} и N_i (см. файл VSM.DAT). В результате работы программы на печать выдаются (файл VSM.RES) результаты регрессионного анализа в виде двух таблиц, где приводятся для зависимой и каждой независимой переменной оценки математических ожиданий и среднеквадратических отклонений, коэффициент парной корреляции между ними, множественный коэффициент корреляции, его среднее квадратичное отклонение, значение t – критерия и доверительные интервалы, а также для линейной и нелинейной моделей коэффициенты регрессии, их среднеквадратичные отклонения, значения t – критерия и доверительные интервалы, расчетное и табличное значение F – критерия. Кроме этого, печатаются формулы для расчета обобщенного эквивалентного сопротивления $R_{эли}$ и области целесообразного применения этих формул.

4.3. VSM. Основные теоретические сведения

В основу технологической части алгоритма положены методические проработки [1], а математической части – теоретические положения корреляционного и регрессионного анализа. В результате обработки матрицы наблюдений определяются коэффициенты уравнений регрессии линейного (4.1) и степенного (2.2) вида, выполняется их статистический анализ, осуществляется переход к моделям обобщенного эквивалентного сопротивления линий типа (4.3) и (4.4), оценивается точность этих моделей и области целесообразного применения в зависимости от допустимой погрешности расчетов и количества эквивалентизируемых линий:

$$M_{ю} = A_0 + A_1 \cdot X_1 + A_2 \cdot X_2 + A_3 \cdot X_3 = A_0 + \sum_{i=1}^3 (A_i \cdot X_i) \quad (4.1)$$

$$M_{ю} = B_0 \cdot X_1^{B_1} \cdot X_2^{B_2} \cdot X_3^{B_3} = B_0 \cdot \prod (X_i^{B_i}) \quad (4.2)$$

$$R_{эл} = \frac{1}{S_{mc}^2} \cdot (M \cdot A_0 + A_1 \cdot L + A_2 \cdot S_{mc} + A_3 \cdot N) \quad (4.3)$$

$$R_{эл} = \frac{1}{S_{mc}^2} \cdot \sum_{i=1}^M (B_0 \cdot l_i^{B_1} \cdot S_{mc}^{B_2} \cdot N^{B_3}), \quad (4.4)$$

где L – суммарная длина всех эквивалентирующих линий,

$$L = \sum_{i=1}^M (l_i).$$

Здесь M и N – общее число линий и трансформаторов в сети.

Укрупненный алгоритм программы VSM представлен в виде блок – схемы на рис. 4.1. Он работает в следующей последовательности. После ввода и печати исходной информации (блок 2) организуется цикл по моделям (линейной и степенной, блок 3). Затем вычисляются выборочные средние и средние квадратические отклонения зависимой и независимой переменной (блок 4). В блоке 5 рассчитываются парные коэффициенты корреляции r_{ij} (формируется корреляционная матрица), на основе анализа которых исключаются линейно зависимые переменные. Затем вычисляются коэффициенты уравнения регрессии (блок 6), определяется множественный коэффициент корреляции R (корреляционное отношение h) и доверительные границы (блок 7). Далее управление передается логическому блоку 8, где проверяется значимость уравнения регрессии по F – критерию Фишера. Если уравнение значимо, т. е. предварительно рассчитанное значение F – критерия (F_p) больше табличного F_T , то работает блок 9, в противном случае управление передается блоку 16, который осуществляет печать диагностического сообщения о незначимости уравнения регрессии и передает управление блоку 13. В блоке 9 определяются расчетные значения критериев Стьюдента (t_p) для каждого коэффициента регрессии и выбирается наименьшее из них – $t_{p\min}$. В блоке 10 осуществляется проверка значимости коэффициента регрессии, для чего $t_{p\min}$ сравнивается с табличным значением t_T . Если этот коэффициент значим, т. е. $t_{p\min} > t_T$, то управление передается блоку 11, где рассчитываются доверительные интервалы коэффициентов регрессии. В противном случае коэффициент признается равным нулю, переменная при нем исключается (блок 17) и управление передается блоку 6 для расчета оставшихся коэффициентов регрессии. Блок 12 осуществляет печать результатов регрессионного анализа в виде двух таблиц. В логическом блоке 12 выполняется проверка "Все ли модели рассмотрены?". Если "нет", то управление передается блоку 6, а если "да", то – блоку 14, который на основе полученных моделей $M_{ю} = f(X_1, X_2, X_3)$ формирует формулы (4.3, 4.4) для расчета обобщенного эквивалентного сопротивления $R_{эл}$ и печатает эти формулы в естественном привычном для пользования виде. Кроме этого, определяются и выдаются на печать области целесообразного применения этих формул. В программе предусмотрена также печать универсальных формул (линейной и степенной) для расчета обобщенного эквивалентного сопротивления трансформаторов, которые получены в [2]. Их универсальность заключается в том, что они применимы для эквивалентирования сетей 6 – 10 кВ, расположенных в различных регионах страны.

$$R_{эм} = \frac{U_n^2}{S_{mc}^2} \cdot (C_0 \cdot N + C_1 \cdot S_{mc}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad (4.5)$$

$$R_{эм} = \frac{U_n^2}{S_{mc}^2} \cdot 0.0119 \cdot \sum_{i=1}^N (S_{ni}), \text{ Ом}. \quad (4.6)$$

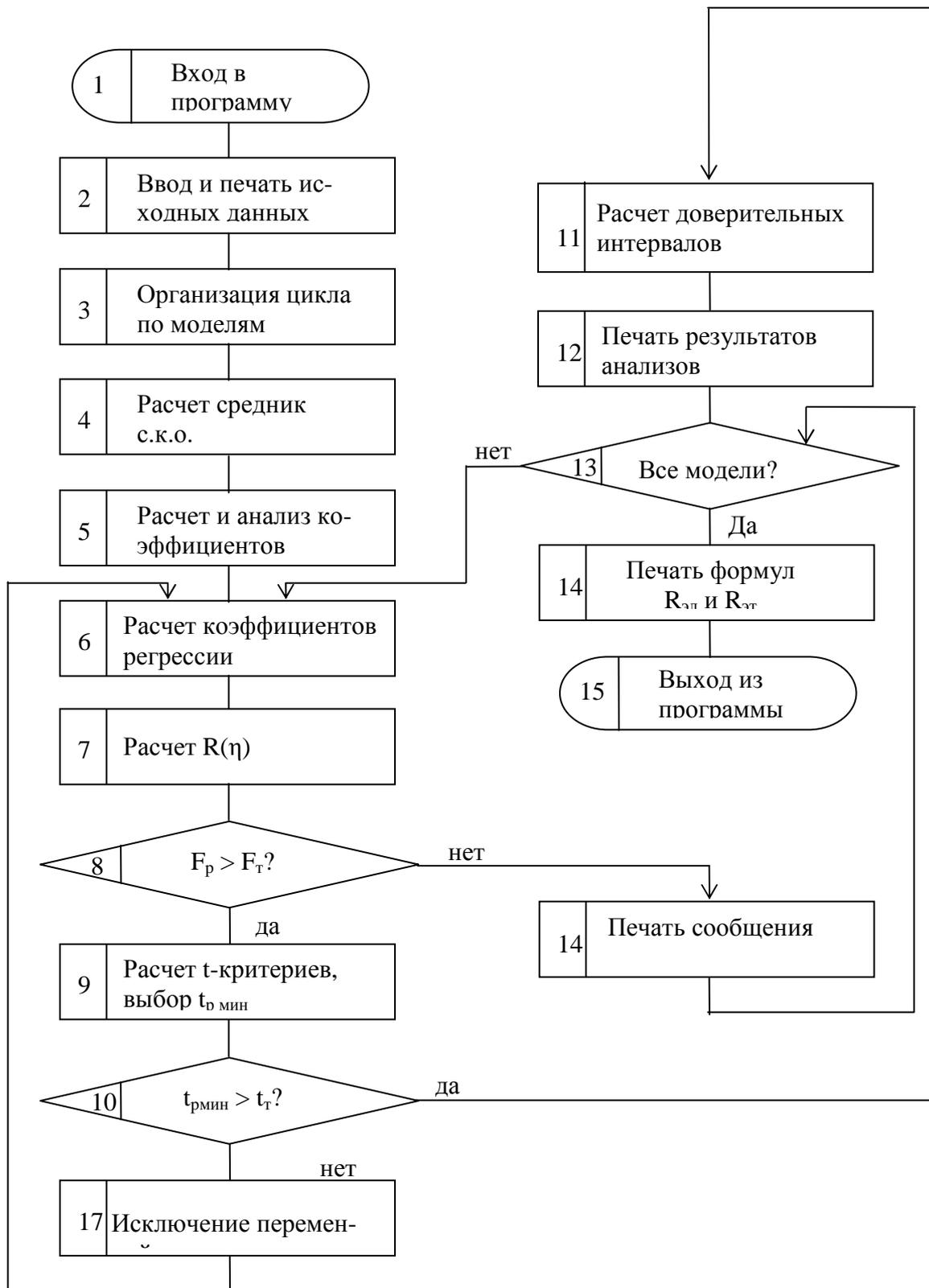


Рис. 4.1. Блок-схема программы VSM

Следует заметить, что каждый из описанных блоков программы представляет собой отдельную подпрограмму, детальное описание которых выходит за рамки данного практикума.

4.4. VSM. Работа с программой

VSM. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

KPRIS – признак расчета (1 – матрица данных готовится пользователем, 0 – матрица данных считывается с магнитного диска);

ESIS – наименование энергосистемы;

UST – наименование участка сети;

UNOM – номинальное напряжение сети;

N – число наблюдений;

M – общее число переменных;

NDEP – индекс зависимой переменной;

K – число независимых переменных;

ISAVE – индексы независимых переменных, индекс зависимой переменной находится в K+1 компоненте вектора ISAVE;

D – одна строка матрицы данных:

D(1) – эквивалентное сопротивление линии, Ом;

D(2) – суммарная длина линии, км;

D(3) – суммарная мощность системных трансформаторов, МВА;

D(4) – число трансформаторов, шт.

VSM. Правила подготовки данных

Исходные данные состоят из признака расчета, наименования энергосистемы, участка сети и номинального напряжения, управляющей строки, матрицы наблюдений.

Признак расчета

Данный показатель указывает на способ ввода матрицы наблюдений. Признак расчета перфорируется в отдельной строке по формату

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1	KPRIS	И	1

Наименование энергосистемы, участка сети и номинальное напряжение
Эта строка перфорируется по формату 4A4, 4X, 4A4, F10.0:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 16	ESIS	4A4	Наименование ПЭС
21 – 36	UST	4A4	Название ПЭС
41 – 50	UNOM	F10.0	10

Управляющая строка

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 5	N	15	57
6 – 7	M	12	4
8 – 9	NDEP	12	1
10 – 11	K	12	3
12 – 77	ISAVE	3312	020304

Примечания:

1. Вектор ISAVE содержит только индексы независимых переменных.
2. Нули, предшествующие значащим цифрам, перфорировать необязательно.

Матрица наблюдений

Матрица наблюдений представляет собой результаты расчета инди-видуальных эквивалентных сопротивлений и обобщенные характеристики распределительных линий, полученные по программе REKVIN. Эти данные записываются на магнитный диск, печатаются в виде сводной таблицы и используются в качестве исходного статистического материала для построения регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений. Считывание матрицы наблюдений с магнитного диска производится автоматически по признаку расчета KPRIS равно нулю. Этот способ использования статистической информации применяется при успешном выполнении расчетов по программе REKVIN.

VSM. Формирование файла исходных данных

Файл данных для программы VSM формируется в той последовательности, в какой описаны правила подготовки данных, а именно (см. распечатку файла данных VSM.DAT):

- 1 – я строка – признак расчета;
- 2 – я строка – наименование энергосистемы, участка сети и номинальное напряжение;
- 3 – я строка – управляющая строка;
- 4 – я строка – матрица наблюдений
и далее

8	-признак расчета с мд				
ЭНЕРГОСИСТЕМА	БЭС				10.
40 4 1 3 2 3 4					
.790	4.200	1.013	6.000		1
1.190	4.860	1.410	6.000		2
.430	1.840	.700	4.000		3
5.470	14.120	.633	5.000		4
4.740	42.860	3.710	22.000		5
3.520	33.340	4.490	23.000		6
1.530	8.440	2.620	11.000		7
2.080	23.580	3.160	17.000		8
6.780	36.550	5.410	27.000		9
2.540	11.640	2.430	16.000		10
.890	7.260	.970	7.000		11
3.620	21.900	.680	5.000		12
.360	7.140	.760	4.000		13
1.480	18.470	2.240	15.000		14
.180	4.050	1.810	4.000		15
2.410	12.560	1.550	11.000		16
10.240	39.130	1.940	14.000		17
1.670	21.870	1.140	10.000		18
2.080	27.170	3.280	26.000		19
8.050	18.500	1.730	12.000		20
3.730	18.120	2.070	12.000		21
.710	14.400	1.910	9.000		22
.500	3.870	1.470	8.000		23
1.890	36.650	3.580	29.000		24
4.550	8.140	.810	3.000		25
2.650	11.610	3.863	19.000		26
2.460	23.170	.730	8.000		27
3.930	5.950	.520	4.000		28
2.540	16.470	.986	8.000		29
2.630	10.180	2.533	16.000		30
1.400	21.840	1.980	11.000		31
2.110	3.750	.160	2.000		32
8.670	27.640	4.276	17.000		33
3.860	40.810	3.900	22.000		34
1.600	6.320	1.460	8.000		35
5.400	15.890	3.830	17.000		36
2.880	22.660	4.600	20.000		37
3.940	8.450	.870	5.000		38
2.300	6.620	.360	4.000		39
4.660	17.750	2.880	15.000		40

с

Файл результатов VSM.RES

KPRIS=8 МАТРИЦА НАБЛЮДЕНИЙ ГОТОВИТСЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕМ
РЕГРЕССИОННЫЙ АНАЛИЗ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Энергосистема - ЭНЕРГОСИСТЕМА
Предприятие электрических сетей - БЭС
Номинальное напряжение - 10.кВ

УПРАВЛЯЮЩАЯ КАРТА

=====

Число наблюдений - 40
Число переменных - 4
Индекс зависимой переменной - 1
Число независимых переменных - 3
Индексы независимых переменных - 2 3 4

Продолжение файла результатов VSM.RES

И С Х О Д Н Ы Е Ф У Н К Ц И И

```

-----
:ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР:                               :
:                               :                   :
: И ТИП ФУНКЦИИ   :                   :
:                               :                   :
-----
: 1 /ЛИНЕЙНАЯ/    : X1=A1 + A2*X2 + A3*X3 + A4*X4 :
:                               :                   :
:                               :       A2       A3       A4       :
: 2 /НЕЛИНЕЙНАЯ/ : X1=A1 * X2 * X3 * X4           :
-----

```

П Р И М Е Ч А Н И Я :

```

-----
                                     2
X1 - Сумма квадратов моментов мощностей, /МВА/ *Ом
X2 - Суммарная длина линий , км
X3 - Суммарная установленная мощность
    трансформаторов , МВА
X4 - Суммарное число трансформаторов , шт.

```

МАТРИЦА НАБЛЮДЕНИЙ

```

=====

```

	X1	X2	X3	X4
1	.790	4.200	1.013	6.000
2	1.190	4.860	1.410	6.000
3	.430	1.840	.700	4.000
4	5.470	14.120	.633	5.000
5	4.740	42.860	3.710	22.000
6	3.520	33.340	4.490	23.000
7	1.530	8.440	2.620	11.000
8	2.080	23.580	3.160	17.000
9	6.780	36.550	5.410	27.000
10	2.540	11.640	2.430	16.000
11	.890	7.260	.970	7.000
12	3.620	21.900	.680	5.000
13	.360	7.140	.760	4.000
14	1.480	18.470	2.240	15.000
15	.180	4.050	1.810	4.000
16	2.410	12.560	1.550	11.000
17	10.240	39.130	1.940	14.000
18	1.670	21.870	1.140	10.000
19	2.080	27.170	3.280	26.000
20	8.050	18.500	1.730	12.000
21	3.730	18.120	2.070	12.000
22	.710	14.400	1.910	9.000
23	.500	3.870	1.470	8.000
24	1.890	36.650	3.580	29.000
25	4.550	8.140	.810	3.000
26	2.650	11.610	3.863	19.000
27	2.460	23.170	.730	8.000
28	3.930	5.950	.520	4.000
29	2.540	16.470	.986	8.000
30	2.630	10.180	2.533	16.000
31	1.400	21.840	1.980	11.000
32	2.110	3.750	.160	2.000
33	8.670	27.640	4.276	17.000
34	3.860	40.810	3.900	22.000
35	1.600	6.320	1.460	8.000
36	5.400	15.890	3.830	17.000
37	2.880	22.660	4.600	20.000
38	3.940	8.450	.870	5.000
39	2.300	6.620	.360	4.000
40	4.660	17.750	2.880	15.000

Модель 2. Исключена переменная N- 4: расчетное значение критерия Стьюдента = .303 меньше табличного = 2.021

СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ
МОДЕЛЬ 1

```

-----
:           :           : КОЭФФИЦИЕНТЫ РЕГРЕССИИ :
: ПЕРЕМЕННАЯ: МАТЕМАТ.: СРЕДНЕЕ : НТЫ ПАРНОЙ:-----:
:           : ОЖИДАНИЕ: КВАДРАТИЧ.: КОРРЕЛЯЦИИ: ВЕЛИЧИНА: ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ : СТАНДАРТН.: Т-КРИТЕРИЙ:
:           : ОТКЛОНЕНИЕ: X1 И X1 :           : ИНТЕРВАЛ      : ОШИБКА      : /ФАКТИЧ/ :
:-----:
: X 1      : 25.2 : 42.247 : - : - : - : - : - : - :
: X 2      : 17.0 : 11.465 : .593 : 1.362: .302- 2.423: .5248 : 2.60 :
: X 3      : 2.1 : 1.380 : .798 : 39.281: 25.927- 52.635: 6.6076 : 5.94 :
: X 4      : 12.1 : 7.334 : .653 : -4.615: -1.616- -7.615: 1.4843 : 3.11 :
-----
    
```

Кoeffициенты и статистики уравнения регрессии
=====

```

ANS1L -Свободный член линейного уравнения регрессии - -25.313
BL(1) -Кoeffициент регрессии при суммарной длине линий - 1.362
BL(2) -При суммарной установленной млщности тр-ров - 39.281
BL(3) -Кoeffициент при общем числе трансформаторов - -4.615
SRLIN -Среднее значение X1, где X1-сумма квадратов - 25.165
      моментов мощностей
OSDLIN-Среднеквадратическое отклонение - 23.280 км
      от среднего значения X1
SRTR -Среднее значение потерь мощности к.з. - 3.198 МВА
OSDTR -Среднеквадратическое отклонение от среднего - .544 МВА
      значения потерь мощности к.з.
    
```

Модель 2. Исключена переменная N- 4: расчетное значение критерия Стьюдента = .303 меньше табличного = 2.021

СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

МОДЕЛЬ 2

ПЕРЕМЕННАЯ	МАТЕМАТ.	СРЕДНЕЕ	КОЭФФИЦИЕНТЫ ПАРНОЙ	КОЭФФИЦИЕНТЫ РЕГРЕССИИ	ОЖИДАНИЕ	КВАДРАТИЧ.	КОРРЕЛЯЦИИ	ВЕЛИЧИНА	ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ	СТАНДАРТН.	Т-КРИТЕРИЙ
			ОТКЛОНЕНИЕ: X1 И X1						ИНТЕРВАЛ	ОШИБКА	/ФАКТИЧ/
X 1	25.2	42.247	-	-	-	-	-	-	-	-	-
X 2	17.0	11.465	.771	.891	.529	1.252	.1789	4.98			
X 3	2.1	1.380	.901	1.728	1.371	2.085	.1766	9.79			

Коэффициенты и статистики уравнения регрессии

ANS1NL	-Свободный член нелинейного уравнения регрессии	-	.258
BL(1)	-Коэффициент регрессии при суммарной длине линий	-	.891
BL(2)	-При суммарной установленной млщности тр-ров	-	1.728
BL(3)	-Коэффициент при общем числе трансформаторов	-	.000
SRLIN	-Среднее значение X1, где X1-сумма квадратов моментов мощностей	-	25.165
OSDLIN	-Среднеквадратическое отклонение от среднего значения X1	-	24.111 км
SRTR	-Среднее значение потерь мощности к.з.	-	3.198 МВА
OSDTR	-Среднеквадратическое отклонение от среднего значения потерь мощности к.з.	-	.544 МВА

РЕЗУЛЬТАТЫ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА

НОМЕР	ЧИСЛО	ЧИСЛО	СВОБОДНЫЙ	ЧЛЕН	КОЭФ-ЕНТ	МНОЖЕСТВЕННОЙ	КОРРЕЛЯЦИИ	РЕГРЕСС-	СУММА	ПОЛНАЯ	ОСТАТОЧ-				
МОДЕ-	НАБЛЮ:	НЕЗА-	ЧЛЕН	Ф-КРИТ:	Ф-КРИТ:	Т-КРИТ:	ИОННАЯ	КВАДРАТ.:	СУММА	НАЯ ДИС-					
ЛИ	ДЕНИЙ:	ВИСИМ:	УРАВНЕНИЯ:	/ТАБЛ/:	/ФАКТ/:	/ТАБЛ/:	ВЕЛИ-	ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ:	СТАНД.:	Т-КРИТ:	СУММА	ОТКЛ. ОТ:	КВАДРАТ.:	ПЕРСИЯ	
		ПЕРЕМ:	РЕГРЕССИИ:		ЧИНА	ИНТЕРВАЛ	ОШИБКА:	/ФАКТ/:	КВАДРАТ.:	РЕГРЕСС.:	ОТКЛОНЕН:				
1	40	3	-25.3135	1.69	3.29	2.02	.848	.754	.943	23.3	18.16	50096.	19511.	69607.	542.
2	40	2	.2578	1.69	3.07	2.02	.942	.904	.979	.3	50.78	31609.	21510.	29.	581.

Области применения регрессионных моделей ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

МОДЕЛИ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ		ЧИСЛО ЭКВИВАЛЕНТИРУЕМЫХ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ДОПУСТИМОЙ ПОГРЕШНОСТИ
		5 % 10 %
ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ	$RL = .258 * X3(C)^{-2} * \sum_{I=1}^{NL} X2(I) * X3(I)^{.891} * X4(I)^{1.728} * X4(I)^{.000}$	59 - 342 14 - 85
ЛЭП 6-10 КВ	$RL = X3(C)^{-2} * (-25.313 * NL + 1.362 * X2(C) + 39.281 * X3(C) + -4.615 * X4(C))$	СВЫШЕ 342 СВЫШЕ 85
ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ	$RT = 0.0119 * U^2 * X3(C)^{-2} * \sum_{I=1}^{NT} X3(I)^{0.784}$	5 - 12 2 - 5
ТРАНСФОРМАТОРОВ 6-10 КВ	$RT = 0.001 * U^2 * X3(C)^{-2} * (0.668 * NT + 12.1 * X3(C))$	СВЫШЕ 12 СВЫШЕ 5

ОБОЗНАЧЕНИЯ:
 NL, NT - Число эквивалентируемых линий и трансформаторов
 NL
 SUM - Оператор суммирования от I=1 до NL
 I=1
 U - Номинальное напряжение , кВ

индекс "С" характеризует суммарные показатели эквивалентируемых
 линий, например, $X2(C) = \sum_{I=1}^{NL} X2(I)$
 I=1

4.5. VSM. Последовательность выполнения работы

4.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы VSM.

4.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

4.5.3. Скопировать файл VSM.DAT под именем XXXXXXXX.DAT (где первые 6 символов – номер программы, 7 и 8 символ – порядковый номер студента в группе, например, 10622001.DAT).

4.5.4. Из таблицы 4.1 произвольно выбрать необходимые данные – значения D(1), D(2), D(3), D(4) о 30-50 распределительных линиях. В файле с именем XXXXXXXX.DAT набрать все свои исходные данные. Другая информация остается без изменений. Измененный файл XXXXXXXX.DAT сохранить под тем же именем.

Таблица 4.1

Исходные данные и результаты расчета

Борисовские электрические сети. Сельский район
Сеть 10 кВ, 2001 год – Февраль

№ п/п	Наименование подстанции и РЛ	Отпуск акт.эн., в РЛ, тыс. кВт*ч	Загрузка РЛ, %	Сумм. длина РЛ, км	Сумм. Суст. тр-ров кВА	Рэл, Ом	Рэт, Ом	Рэл/Рэт, о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Б.Тяговая\Т-1\1с ВЛ-319	405.600	84.12	6.7	2460.0	0.850	0.670	1.269
2	БПЗ\Т-2\2с ВЛ-568	168.600	38.57	5.1	2230.0	3.612	0.656	5.503
3	БПЗ\Т-2\4с ВЛ-583	85.000	20.05	6.9	2163.0	2.387	0.758	3.147
4	Борисов\Т-1\1с ВЛ-431	148.200	50.21	14.4	1506.0	1.947	1.102	1.768
5	Борисов\Т-2\2с ВЛ-441	5.600	2.86	1.8	1000.0	1.924	1.345	1.430
6	Бродовка\Т-1\1с ВЛ-534	66.800	10.27	21.5	3320.0	4.032	0.556	7.247
7	Бродовка\Т-1\1с ВЛ-535	94.700	18.76	18.6	2575.0	5.378	0.690	7.791
8	Бродовка\Т-1\1с ВЛ-536	158.400	36.16	17.1	2235.0	6.082	0.936	6.501
9	Бродовка\Т-1\1с ВЛ-537	311.000	49.05	32.7	3235.0	7.207	0.639	11.275
10	Бродовка\Т-1\1с ВЛ-538	3.600	2.45	2.4	750.0	0.381	2.176	0.175
11	Бродовка\Т-1\1с ВЛ-539	35.460	21.80	6.0	830.0	2.527	2.557	0.988
12	Велятичи\Т-1\1с ВЛ-590	88.620	30.86	31.8	1465.0	4.533	1.639	2.766
13	Велятичи\Т-1\1с ВЛ-591	194.550	33.14	18.4	2995.0	2.625	0.618	4.244
14	Велятичи\Т-1\1с ВЛ-592	97.100	28.97	6.9	1710.0	1.768	0.939	1.883
15	Велятичи\Т-1\1с ВЛ-593							
16	Велятичи\Т-2\2с ВЛ-594	180.080	24.83	2.8	3700.0	0.612	0.418	1.464
17	Велятичи\Т-2\2с ВЛ-595	38.300	186.10	10.1	105.0	0.997	26.900	0.037
18	Веселово\Т-1\1с ВЛ-511	329.500	36.42	24.4	4616.0	4.764	0.445	10.700
19	Веселово\Т-1\1с ВЛ-512	305.400	37.32	21.9	4175.0	3.831	0.466	8.215
20	Веселово\Т-1\1с ВЛ-513	359.160	50.38	39.6	3637.0	2.556	0.572	4.466
21	Веселово\Т-1\1с ВЛ-514	161.400	63.10	14.2	1305.0	3.494	1.617	2.162
22	Ганцевичи\Т-1\1с ВЛ-519	153.300	25.26	49.2	3096.0	10.955	0.711	15.417
23	Ганцевичи\Т-1\1с ВЛ-520	52.600	19.03	12.2	1410.0	6.260	1.226	5.108

Продолжение таблицы 4.1

24	Ганцевичи\Т-1\1с ВЛ-521	48.100	24.71	23.6	993.0	9.207	2.172	4.238
25	Ганцевичи\Т-2\2с ВЛ-528	233.550	225.68	6.6	528.0	2.447	3.350	0.731
1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Забашевичи\Т-1\1с ВЛ-560	13.100	22.66	17.1	295.0	4.534	9.622	0.471
27	Забашевичи\Т-1\1с ВЛ-561	199.500	40.96	40.3	2485.0	7.874	0.851	9.252
28	Забашевичи\Т-1\1с ВЛ-562	212.400	37.85	24.0	2863.0	3.459	0.735	4.709
29	Забашевичи\Т-1\1с ВЛ-563	112.950	22.73	38.0	2535.0	7.898	0.879	8.981
30	Зачистье\Т-1\1с ВЛ-550	61.800	22.68	9.5	1390.0	4.774	1.193	4.001
31	Зачистье\Т-1\1с ВЛ-551	41.100	838.78	3.8	25.0	2.369	121.716	0.019
32	Зачистье\Т-1\1с ВЛ-552	47.000	43.60	12.1	550.0	2.720	4.683	0.581
33	Зачистье\Т-1\1с ВЛ-553	125.790	43.07	3.9	1490.0	1.793	1.232	1.456
34	Зачистье\Т-1\1с ВЛ-554	31.700	13.82	7.2	1170.0	3.604	1.390	2.593
35	Зачистье\Т-2\2с ВЛ-555	157.200	29.06	12.8	2760.0	6.593	0.599	11.003
36	Зелёный Бор\т-2\1с ВЛ-576	36.000	14.14	27.4	1299.0	3.681	1.546	2.382
37	Лошница\Т-1\1с ВЛ-565	342.000	40.86	7.1	4270.0	0.911	0.334	2.726
38	Лошница\Т-1\1с ВЛ-570	86.000	17.84	6.2	2460.0	1.502	0.634	2.369
39	Лошница\Т-1\1с ВЛ-571	391.000	96.37	5.5	2070.0	2.337	0.838	2.787
40	Лошница\Т-1\1с ВЛ-575	90.300	460.71	3.2	100.0	2.922	26.460	0.110
41	Лошница\Т-1\1с ВЛ-576 Л	101.000	35.42	11.0	1455.0	2.560	1.182	2.166
42	Лошница\Т-1\1с КЛ-572	394.000	43.89	3.4	4580.0	1.224	0.297	4.113
43	Лошница\Т-1\1с КЛ-574	162.800	40.32	2.8	2060.0	0.435	0.681	0.639
44	Лошница\Т-2\2с ВЛ-578	280.600	74.18	3.9	1930.0	2.290	1.021	2.244
45	Лошница\Т-2\2с ВЛ-579	235.570	35.74	24.4	3363.0	5.133	0.532	9.655
46	Лошница\Т-2\2с ВЛ-580	285.800	44.05	6.6	3310.0	1.541	0.450	3.427
47	Лошница\Т-2\2с ВЛ-581	16.020	6.47	3.6	1263.0	1.768	1.443	1.225
48	Лошница\Т-2\2с КЛ-577							
49	Лошница\Т-2\2с КЛ-582	8.000	0.85	3.5	4810.0	1.208	0.280	4.318
50	Лошница\Т-2\2с КЛ-583	172.600	46.59	2.5	1890.0	1.276	0.704	1.813
51	М с т и ж\Т-1\1с ВЛ-401	90.000	28.10	21.8	1634.0	2.725	1.215	2.243
52	М с т и ж\Т-1\1с ВЛ-402	12.000	24.49	7.4	250.0	4.123	6.527	0.632
53	М с т и ж\Т-1\1с ВЛ-403	55.400	24.75	15.1	1142.0	1.571	1.944	0.808
54	Моисеевщина\Т-1\1с ВЛ-530	220.500	33.28	23.9	3380.0	2.423	0.610	3.975
55	Моисеевщина\Т-1\1с ВЛ-531	79.000	20.99	23.3	1920.0	1.881	1.118	1.682
56	Моисеевщина\Т-1\1с ВЛ-532	133.500	29.36	42.0	2320.0	7.435	0.907	8.199
57	Моисеевщина\Т-1\1с ВЛ-533	146.700	33.64	36.8	2225.0	7.995	1.071	7.469
58	Новосады\Т-1\1с ВЛ-501	173.100	56.40	28.7	1566.0	6.711	1.541	4.356
59	Новосады\Т-2\2с ВЛ-505	91.800	22.06	26.6	2123.0	1.935	0.930	2.081
60	Оздятичи\Т-1\1с ВЛ-540	217.500	40.87	20.7	2715.0	1.963	0.744	2.637
61	Оздятичи\Т-1\1с ВЛ-542	21.000	21.01	16.7	510.0	2.179	4.849	0.449

62	Оздятичи\Т-1\1с ВЛ-543	147.400	52.96	24.7	1420.0	4.406	1.565	2.816
63	Ст.Борисов\Т-2\2с ВЛ-422	60.000	50.18	10.5	610.0	2.962	3.401	0.871
64	Тарасик\Т-1\1с ВЛ-597	207.100	47.11	26.9	2243.0	4.908	0.956	5.133
65	Ухолода\Т-1\1с ВЛ-560 У	120.000	13.60	9.6	4503.0	2.533	0.351	7.215
66	Ухолода\Т-2\2с ВЛ-566	414.300	65.85	9.6	3210.0	2.416	0.499	4.837
И Т О Г О:		9518.727	----	1023.5	138713	-----		

4.5.5. Выполнить программу VSM.EXE и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES. Проанализировать полученные результаты. Если модели не строятся – добавить (или убрать однотипные) линии из расчета.

4.5.6. Выписать из результатов расчета модели эквивалентных сопротивлений линий и их статистические оценки – коэффициент множественной коррекции R, критерии Фишера F и Стьюдента T. Внести в файл исходных данных изменения (добавить или убрать распределительные линии) и повторить п. 4.5.5 с измененными исходными данными. Проанализировать изменение значений R, F и T.

4.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

4.6. VSM. Содержание отчета

4.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы VSM.

4.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

4.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы VSM.

4.7. VSM.Контрольные вопросы

4.7.1. Каково назначение программы VSM?

4.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы VSM?

4.7.3. Как работает алгоритм программы VSM?

4.7.4. Какова структура файла исходных данных программы VSM?

4.7.5. Что представляют собой результаты программы VSM?

4.7.6. Для каких целей применяются коэффициенты множественной корреляции R, критерии F и T?

4.7.7. Как осуществляется проверка значимости коэффициентов регрессии?

4.7.8. Как изменить статистическую модель для оценки эквивалентных сопротивлений трансформаторов?

4.7.9. Для каких объемов электрических сетей можно использовать построенные статистические модели эквивалентных сопротивлений?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

Изучение программы REKVIS расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений электрических сетей

5.1. REKVIS. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы REKVIS построения и анализа регрессионных моделей индивидуальных эквивалентных сопротивлений

5.2. REKVIS. Назначение и краткая характеристика программы

Алгоритм и программа REKVIS [3] предназначены для определения и оценки погрешностей обобщенных эквивалентных сопротивлений линий $R_{эл}$ и трансформаторов $R_{эм}$ распределительных сетей 6 – 10 кВ данного структурного подразделения.

В программе предусмотрены три варианта расчета.

Первый вариант расчета базируется на определении $R_{эл}$ и $R_{эм}$ по линейным уравнениям регрессии (4.3, 4.5), построенным программой VSM. Расчеты могут выполняться отдельно для сетей 10 и 6 кВ (при наличии уравнений регрессии по сети 10 и 6 кВ) и при совместном эквивалентировании сети 6 – 10 кВ.

В качестве исходной информации в данном случае используются коэффициенты и статистики уравнений регрессии (они берутся из программы VSM), а также обобщенные характеристики сети – число эквивалентлируемых линий, суммарная установленная мощность и число распределительных трансформаторов (файл REKVIS.DAT). При совместном эквивалентировании сети 6 – 10 кВ используется и режимная информация: суммарный отпуск энергии в сеть, время использования максимальной активной нагрузки и средневзвешенный коэффициент реактивной мощности. Эта информация задается отдельно для линий и трансформаторов как для сети 6, так и для сети 10 кВ.

Во втором варианте (эквивалентирование по режимным параметрам) значения $R_{эл}$, $R_{эм}$ вычисляются по формуле вида

$$R_{э} = \frac{\sum (\Pi_i^2 \cdot r_{эi})}{(\sum (\Pi_i))^2} \quad (5.1)$$

где Π_i – заданный режимный параметр (энергия, мощность или ток);

$r_{эi}$ – эквивалентное сопротивление линии (трансформаторов) по данным программы REKVIN.

В качестве исходной информации (файл REKVIS2.DAT) используются режимные данные по каждой распределительной линии и ее трансформаторам, а также значения их индивидуальных эквивалентных сопротивлений.

Третий вариант расчета (файл данных REKVIS3.DAT) аналогичен второму. Разница только в том, что в третьем варианте значения $r_{эл}$, $r_{эм}$ не задаются, а вычисляются по нелинейному уравнению регрессии, полученному по программе VSM.

Результаты расчета печатаются в виде двух (для 6 и 10 кВ) или одной (для 6 – 10 кВ) таблиц (форма печати показана в файле REKVIS.RES).

5.3. REKVIS. Основные теоретические сведения

Блок – схема программы представлена на рис. 5.1.

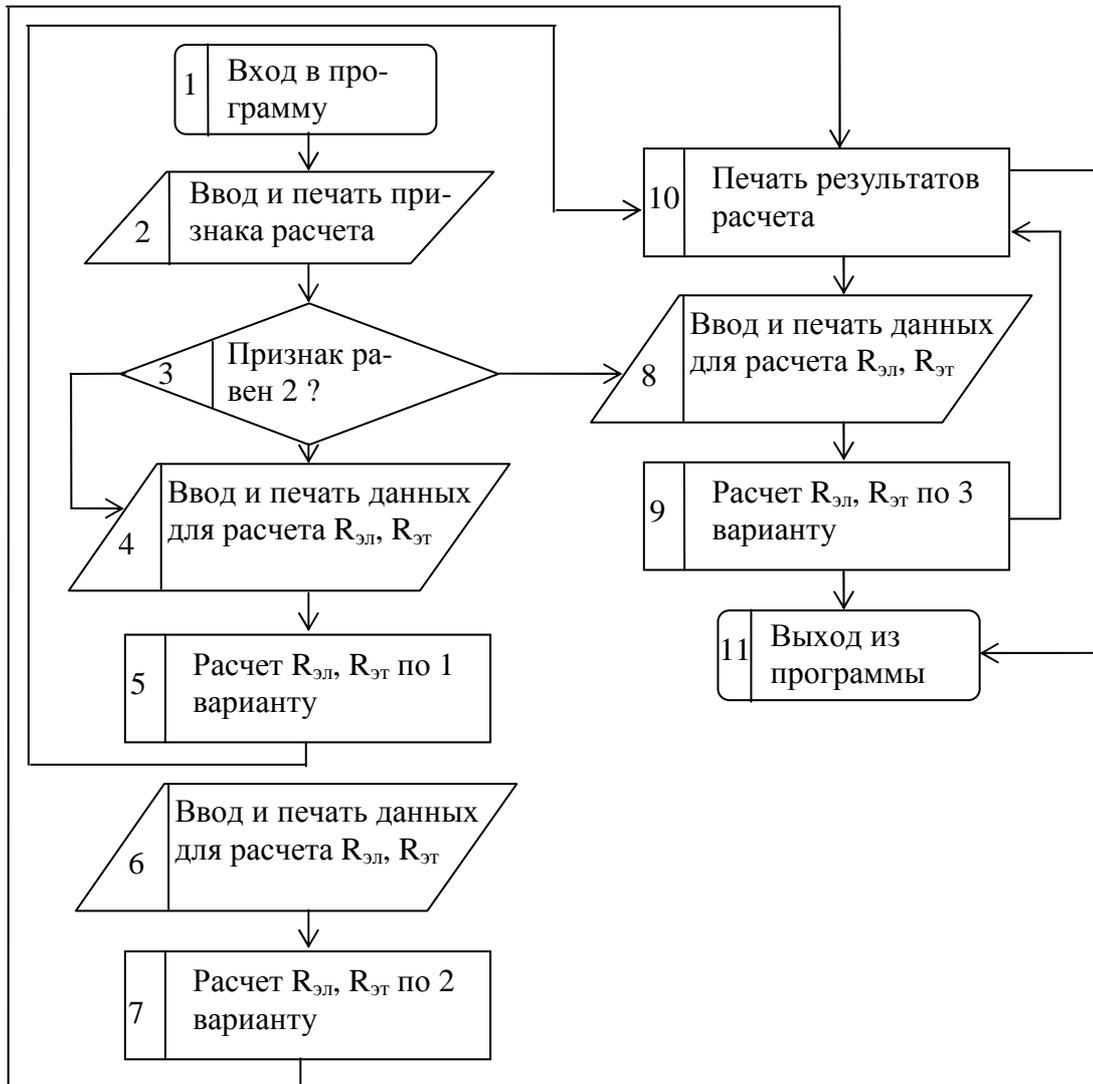


Рис. 5.1. Блок-схема REKVIS расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений

Алгоритм программы работает следующим образом. После входа в программу (блок 1) блок 2 вводит и распечатывает признак расчета (номер варианта расчета). Блок 3 анализирует значение признака расчета. Признак, равный 1, соответствует 1-ому варианту расчета $R_{эл}$, $R_{эт}$ – работают блоки 4, 5, 10; блоки 6, 7 – 2-ой вариант расчета. Третий вариант расчета групповых эквивалентных сопротивлений электрических сетей соответствует работе блоков 8, 9, 10. После определения $R_{эл}$ и $R_{эт}$ по одному из трех предусмотренных вариантов расчета происходит печать результатов расчета (блок 10) и выход из программы (блок 11).

5.4. REKVIS. Работа с программой

REKVIS. Описание исходных данных

В список переменных включены только исходные данные:

ESIS – наименование энергосистемы;

UST – наименование участка сети;

UN10 – номинальное напряжение сети 10 кВ;

UN6 – номинальное напряжение сети 6 кВ;

UE10 – среднее эксплуатационное напряжение сети 10 кВ;

UE6 – то же, сети 6 кВ;

NLIN – число эквивалентируемых линий (при расчете сети 10 кВ – в сети 10 кВ, при расчете сети 6 кВ – в сети 6 кВ, при расчете сети 6 – 10 кВ – в сети 6 – 10 кВ);

DLLIN – суммарная протяженность линий (при тех же условиях);

NTRS – число системных трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);

STRANS – установленная мощность системных трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);

NTRA – число абонентских трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);

STRANA – установленная мощность абонентских трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);

NL6 – число эквивалентируемых линий в сети 6 кВ при расчете сети 6 – 10 кВ;

DL6 – суммарная протяженность линий в сети 6 кВ при расчете сети 6 – 10 кВ;

NTRS6 – число системных трансформаторов в сети 6 кВ, питающихся от системных линий, при расчете сети 6 – 10 кВ;

NTRA6 – то же, абонентских трансформаторов;

STRS6 – установленная мощность системных трансформаторов в сети 6 кВ, питающихся от системных линий, при расчете сети 6 – 10 кВ;

W10 – пропуск активной энергии через линии 10 кВ, находящихся на балансе сетевого предприятия;

W6 – то же, через линии 6 кВ;

TM10 – число часов использования максимальной активной нагрузки линий 10 кВ, находящихся на балансе сетевого предприятия;

TM6 – то же, линий 6 кВ;

TGF10 – коэффициент реактивной мощности линий 10 кВ;

TGF6 – то же, линий 6 кВ;

WT10 – пропуск активной энергии через системные трансформаторы 10 кВ;

WT6 – то же, 6 кВ;

TMT10 – число часов использования максимальной активной нагрузки трансформаторов 10 кВ, находящихся на балансе сетевого предприятия;

TMT6 – то же, трансформаторов 6 кВ;

TGFT10 – коэффициент реактивной мощности системных трансформаторов 10 кВ;

TGFT6 – то же, трансформаторов 6 кВ;

RSTTR – эквивалентное сопротивление трансформаторов.

Подпрограмма VAR2

2 – ой вариант расчета $R_{экв}$. Используются данные программы REKVIN.

RLKOD – код линии;

RELIN – эквивалентное сопротивление линии, Ом;

RPLIN – заданный режимный параметр (I_{zy} , А; S_{zy} , МВА; W_{zy} , МВт·ч; $S_{сум_ном}$, кВА);

EDLIN – единица измерения режимного параметра линии (А, МВА, МВт ч, кВА);

RETR – эквивалентное сопротивление трансформаторов, присоединенных к распределительной линии, Ом;

RPTR – заданный режимный параметр (I_{zy} , А; S_{zy} , МВА; W_{zy} , МВт·ч; $S_{с_ном}$, кВА – суммарная установленная мощность системных трансформаторов линии);

EDTR – единица измерения RPTR (А, МВА, МВт ч, кВА);

SABTP – мощность абонентских трансформаторов;

NTPO – общее число трансформаторов (системных и абонентских).

Подпрограмма VAR3

3 – ий вариант расчета $R_{экв}$. Используется нелинейная математическая модель.

RLKOD – код линии;

RELIN – суммарная длина линии, км;

RPLIN – заданный режимный параметр (I_{zy} , А; S_{zy} , МВА; W_{zy} , МВт·ч; $S_{сум_ном}$, кВА);

EDLIN – единица измерения RPLIN (А, МВА, МВт ч, кВА);

RETR – суммарная установленная мощность присоединенных к распределительной линии системных и абонентских трансформаторов ($S_{сум_ном}$, кВА);

RPTR – заданный режимный параметр;

EDTR – единица измерения RPTR (А, МВА, МВт ч, кВА);

SABTP – мощность абонентских трансформаторов;

NTPO – общее число системных и абонентских трансформаторов;

ANS1L – свободный член нелинейного уравнения регрессии;

BL – коэффициенты нелинейного уравнения регрессии:

BL(1) – при суммарной длине линии;

BL(2) – при суммарной мощности системных и абонентских ТП;

BL(3) – при общем числе системных и абонентских ТП;

OSDLIN – среднеквадратическое отклонение длины линии, км;

SRLIN – статистическая оценка математического ожидания длины линии, км;

OSDTR – среднеквадратическое отклонение потерь мощности к. з. трансформаторов, кВА;

REKVIS. Правила подготовки данных

Правила подготовки исходных данных разрабатывались с учетом их возможной унификации для различных вариантов расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений.

Подготовка данных для 1 – го варианта расчета (с использованием линейного уравнения регрессии)

В исходных данных выделяются: номер варианта расчета, наименование энергосистемы и участка сети, номинальные напряжения, среднее эксплуатационное напряжение, обобщенные характеристики сети, коэффициенты и статистики линейного уравнения регрессии, режимная информация.

Номер варианта расчета

Перфорируется в отдельной строке по формату

300 FORMAT(5A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 20	VAR5	5A4	1 вариант расчета

Наименование энергосистемы и участка сети

Данные показатели перфорируются в отдельной строке по формату

230 FORMAT(4A4, 4X, 4A4, 4X, F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 16	ESIS	4A4	наименование ПЭО
21 – 36	UST	4A4	название ПЭС

Номинальные напряжения

Значения номинальных напряжений перфорируются в отдельной строке. При расчете сети 10 кВ это число 10, для сети 6 кВ – число 6 и для сети 6 – 10 кВ – 10 и 6 по формату

250 FORMAT(F2.0, 3X, F1.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 2	UN10	кВ	F2.0	10
6	UN6	кВ	F1.0	6

Среднее эксплуатационное напряжение

Перфорируется в отдельной строке по формату

262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	UE10	кВ	F10.0	10.50
1 – 10	UE6	кВ	F10.0	6.4

Обобщенные характеристики сети

Перфорируются в отдельной строке по формату

260 FORMAT(3(I5, F10.0)):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 5	NLIN, NL6	шт	I5	155.
6 – 15	DLLIN, DL6	км	F10.0	3018.
16 – 20	NTRS, NTRS6	шт	I5	690.
21 – 30	STRANS, STRS6	МВА	F10.0	77.3
31 – 35	NTRA, NTRA6	шт	I5	1133.
36 – 45	STRANA, STRA6	МВА	F10.0	245.

Коэффициенты и статистики уравнения регрессии

Перфорируются в отдельной строке по формату

262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	ANS1L	-	F10.0	-6.83
11 – 20	BL(1)	-	F10.0	1.01
21 – 30	BL(2)	-	F10.0	3.96
31 – 40	BL(3)	-	F10.0	-
41 – 50	OSDLIN	км	F10.0	8.24
51 – 60	SRLIN	км	F10.0	8.08
61 – 70	OSDTR	МВА	F10.0	0.544
71 – 80	SRTR	МВА	F10.0	3.198

Режимная информация

Режимная информация перфорируется в отдельной строке и только при совместном расчете сети 6 – 10 кВ по формату

262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	W10, W6	МВт·ч	F10.0	349130.
11 – 20	TM10, TM6	ч	F10.0	3263.
21 – 30	TGF10, TGF6	-	F10.0	0.39
31 – 40	WT10, WT6	МВт·ч	F10.0	83788.
41 – 50	TMT10, TMT6	ч	F10.0	3263.
51 – 60	TGFT10, TGFT6	-	F10.0	0.39

Примечание: значение статистик и коэффициентов уравнения регрессии считываются с распечаток программы VSM.

Подготовка данных для 2 – го варианта расчета (с использованием значений $r_{эл}$ и $r_{эм}$, вычисленных по программе REKVIN)

Для проведения расчетов по 2 – ому варианту необходимо подготовить: номер варианта расчета, наименование энергосистемы и участка сети, номинальные напряжения, среднее эксплуатационное напряжение, обобщенные характеристики сети, данные по линиям.

Правила подготовки этой информации, за исключением данных по линиям, описаны выше.

Данные по линиям

Данные об одной линии перфорируются в отдельной строке по формату

21 FORMAT(A8, 2X, 2F10.0, A5, 2F10.0, A5, F10.0, I10):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 8	RLKOD	-	A8	ВОЛГА 1
11 – 20	RELIN	Ом	F10.0	1.14
21 – 30	RPLIN	А, МВА МВт·ч, кВА	F10.0	23.14
31 – 35	EDLIN	-	A5	A
36 – 45	RETR	Ом	F10.0	2.06
46 – 55	RPTR	А, МВА МВт·ч, кВА	A10.0	2.14
56 – 60	EDTR	-	A5	A
61 – 70	SABTP	кВА	F10.0	250.
71 – 80	NTPO	шт	I5	

Примечания:

1. Для всех распределительных линий режимные параметры должны быть одинаковыми, т. е. единица измерения RPLIN должна совпадать с единицей измерения RPTR.

2. Если режимный параметр задан как по линии, так и по трансформаторам, то параметр SABTP (мощность абонентских трансформаторов) кодировать не обязательно.

3. Если режимный параметр по трансформаторам данной линии неизвестен, то вместо него в позициях 46 – 55 обязательно перфорируется суммарная установленная мощность системных трансформаторов в кВА, а в позициях 61 – 70 – суммарная установленная мощность абонентских трансформаторов. В этом случае режимный параметр по трансформаторам рассчитывается в программе REKVIS.

Подготовка данных для 3 – го варианта расчета (с использованием нелинейного уравнения регрессии и обобщенных данных по каждой распределительной линии)

Для проведения расчетов необходимо подготовить: номер варианта расчета, наименование энергосистемы и участка сети, номинальное напряжение, среднее эксплуатационное напряжение, обобщенные характеристики сети, коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии, данные по линиям.

Правила подготовки этой информации, за исключением данных по линиям, описаны выше. Коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии считываются с распечаток программы VSM.

Коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии
Эти данные перфорируются в отдельной строке по формату

262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	ANS1L	-	F10.0	0.222
11 – 20	BL(1)	-	F10.0	0.963
21 – 30	BL(2)	-	F10.0	1.542
31 – 40	BL(3)	-	F10.0	0.
41 – 50	OSDLIN	км	F10.0	5.714
51 – 60	SRLIN	км	F10.0	6.3
61 – 70	OSDTR	кВА	F10.0	54.4
71 – 80	SRTR	кВА	F10.0	319.8

Данные по линиям

Данные об одной линии перфорируются в отдельной строке по формату

2 FORMAT(A8, 2X, 2F10.0, A5, 2F10.0, A5, F10.0, I10):

	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
	RLKOD	-	A3	ВОЛГА 1
	RELIN	км	F10.0	4.15
	RPLIN	А, МВА, МВт·ч, кВА	F10.0	23.14
	EDLIN	-	A5	А
	RETR	кВА	F10.0	476.
	RPTR	А, МВА, МВт·ч, кВА	F10.0	23.14
	EDTR	-	A5	А
	SABTP	кВА	F10.0	25.
	NTPO	шт	I10	4

Примечания:

1. Напоминаем, что в данном варианте расчета:

RELIN – это суммарная длина линии, км;

RETR – суммарная мощность системных и абонентских трансформаторов линии, кВА;

SABTP – суммарная мощность абонентских трансформаторов, кВА.

2. Для всех распределительных линий режимные параметры должны быть одинаковыми, т. е. единица измерения RPLIN должна совпадать с единицей измерения RPTR.

3. Параметры SABTP (суммарная мощность абонентских трансформаторов) и NTPO (общее число системных и абонентских трансформаторов) перфорируются по каждой распределительной линии.

РЕКВИС. Формирование файла исходных данных

1 – ый вариант расчета (линейная модель)

Порядок следования и число строк в исходном файле данных зависит от цели расчета. При определении эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов в сети 10 кВ файл данных выглядит следующим образом:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальное напряжение 10 кВ
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 10 кВ
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети 10 кВ
- 6 – я строка – коэффициенты и статистики уравнения регрессии
- 7 – я строка – ** (конец файла)

При расчете сети 6 кВ:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальное напряжение сети 6 кВ
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 6 кВ
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети 6 кВ
- 6 – я строка – коэффициенты и статистики уравнения регрессии
- 7 – я строка – **

При расчете сети 6 – 10 кВ:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальные напряжения : 10 и 6 кВ
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 10 кВ
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети 10 кВ
- 6 – я строка – режимная информация по сети 10 кВ
- 7 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 6 кВ
- 8 – я строка – обобщенные характеристики сети 6 кВ
- 9 – я строка – режимная информация по сети 6 кВ
- 10 – я строка – коэффициенты и статистики уравнения регрессии для сети 6-10 кВ
- 11 – я строка – **

2 – ой вариант расчета (по данным программы REKVIN)

Файл данных включает:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальное напряжение (10 или 6 кВ)
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 10 или 6 кВ
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети
- 6 – я строка – данные по линиям (количество строк данных равно числу линий)

7 – я строка – **

3 – ий вариант расчета (с использованием нелинейного уравнения регрессии)

Файл данных включает:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальное напряжение (10 или 6 кВ)
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети
- 6 – я строка – коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии
- 7 – я строка – данные по линиям
- 8 – я строка – **

Файл данных REKVIS1.DAT (1 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS
1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ЛИНЕЙНАЯ МОДЕЛЬ

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS

Минск.1995 г.
* Б Г П А *

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов) -ЭНЕРГОСИСТЕМА
2 UST - Участок сети (16 символов) -ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10,6 или 10 и 6 кВ совместно)
(Все числовые данные перфорируются с 61-й по 70-ю позиции
включительно, единицы измерения - с 72-й)

1 UN10 - Номинальное напряжение - 10 кВ
2 UE10 - Среднее эксплуатационное напряжение - 10.400 кВ
3 UN6 - Номинальное напряжение - 0 кВ
4 UE6 - Среднее эксплуатационное напряжение - .000 кВ

Д А Н Н Ы Е П О Л И Н И Я М

ОБОВЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

=====

NLIN -Число эквивалентируемых линий - 351 ШТ.
DLLIN -Суммарная протяженность линий - 7252.000 КМ
NTRS -Число системных трансформаторов - 3355 ШТ.
STRANS-Установленная мощность системных трансформаторов - 481.100 МВА
NTRA -Число абонентских трансформаторов - 266 ШТ.
STRANA-Мощность абонентских трансформаторов - 74.850 МВА

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

=====

ANS1L -Свободный член линейного уравнения регрессии - -96.653
BL(1) -Коэффициент регрессии при суммарной длине линий - 3.597
BL(2) -При суммарной установленной мощности тр-ров - 128.768
BL(3) -Коэффициент при общем числе трансформаторов - -13.926
SRLIN -Среднее значение X1, где X1-сумма квадратов моментов мощностей - 49.372

OSDLIN-Среднеквадратическое отклонение от среднего значения X1	-	83.726 КМ
SRTR -Среднее значение потерь мощности К.З.	-	3.198 МВА
OSDTR -Среднеквадратическое отклонение от среднего значения потерь мощности К.З.	-	.544 МВА

Файл данных REKVIS2.DAT (2 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

2 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ДАННЫЕ ПРОГРАММЫ REKVIN

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS

Минск.1995 г.
* Б Г П А *

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов)	-	ЭНЕРГОСИСТЕМА
2 UST - Участок сети (16 символов)	-	ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10,6 или 10 и 6 кВ совместно)
(Все числовые данные перфорируются с 61-й по 70-ю позиции
включительно, единицы измерения - с 72-й)

1 UN10 - Номинальное напряжение	-	10 кВ
2 UE10 - Среднее эксплуатационное напряжение	-	10.400 кВ
3 UN6 - Номинальное напряжение	-	0 кВ
4 UE6 - Среднее эксплуатационное напряжение	-	.000 кВ

Д А Н Н Ы Е П О Л И Н И Я М

ОБОВЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

=====

NLIN -Число эквивалентируемых линий	-	5 ШТ.
DLLIN -Суммарная протяженность линий	-	.000 КМ
NTRS -Число системных трансформаторов	-	31 ШТ.
STRANS-Установленная мощность системных трансформаторов	-	.000 МВА
NTRA -Число абонентских трансформаторов	-	9 ШТ.
STRANA-Мощность абонентских трансформаторов	-	.000 МВА

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ (перфорируются построчно по формату

A8,2X,2F10.0,A5,2F10.0,A5,F10.0,I10)

=====

Позиции строки

RLKOD -Код линии		1 - 8
RELIN -Эквивалентное сопротивление линии, Ом		11 - 20
EDLIN -Единица измерения RPLIN (мВт.ч , кВт , А)		31 - 35
RETR -Эквивалентное сопротивление трансформаторов, Ом		36 - 45
RPTR -Режимный параметр (отпуск энергии, мощность, ток)		46 - 55
EDTR -Единица измерения RPTR (мВт.ч , кВт , А)		56 - 60
SABTP -Мощность абонентских трансформаторов, кВА		61 - 70
NTPO -Общее число трансформаторов, шт.		71 - 80

RLKOD	RELIN	RPLIN	EDLIN	RETR	RPTR	EDTR	SABTP	NTPO
Волга 1	1.14	23.10	A	2.06	23.01	A	.0	0
Волга 2	.92	36.80	A	.39	36.80	A	.0	0
Волга 3	1.26	78.10	A	.20	78.10	A	.0	0
Волга 4	.33	211.60	A	.35	211.60	A	.0	0
Волга 5	1.38	30.40	A	.00	30.40	A	.0	0

Файл данных REKVIS3.DAT
(3 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

3 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЕТСЯ НЕЛИНЕЙНАЯ МОДЕЛЬ

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS

Минск.1995 г.
* Б Г П А *

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов) -ЭНЕРГОСИСТЕМА
2 UST - Участок сети (16 символов) -ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10,6 или 10 и 6 кВ совместно)
(Все числовые данные перфорируются с 61-й по 70-ю позиции
включительно, единицы измерения - с 72-й)

1 UN10 - Номинальное напряжение - 10 кВ
2 UE10 - Среднее эксплуатационное напряжение - 10.400 кВ
3 UN6 - Номинальное напряжение - 0 кВ
4 UE6 - Среднее эксплуатационное напряжение - .000 кВ

Д А Н Н Ы Е П О Л И Н И Я М

ОБОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

=====

NLIN -Число эквивалентируемых линий - 15 ШТ.
DLLIN -Суммарная протяженность линий - 7252.000 КМ
NTRS -Число системных трансформаторов - 3355 ШТ.
STRANS-Установленная мощность системных трансформаторов - 481.100 МВА
NTRA -Число абонентских трансформаторов - 266 ШТ.
STRANA-Мощность абонентских трансформаторов - 74.850 МВА

Коэффициенты и статистики уравнения регрессии

=====

ANS1L -Свободный член нелинейного уравнения регрессии - 0.258
BL(1) -Коэффициент регрессии при суммарной длине линий - 0.891
BL(2) -При суммарной установленной мощности тр-ров - 1.178
BL(3) -Коэффициент при общем числе трансформаторов - 0.0
SRLIN -Среднее значение X1, где X1-сумма квадратов моментов мощностей - 25.165
OSDLIN-Среднеквадратическое отклонение от среднего значения X1 - 24.111 км
SRTR -Среднее значение потерь мощности к.з. - 3.198 мВА
OSDTR -Среднеквадратическое отклонение от среднего значения потерь мощности к.з. - 0.544 мВА

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ (перфорируются построчно по формату
A8,2X,2F10.0,A5,2F10.0,A5,F10.0,I10)

=====

	Позиции строки
RLKOD -Код линии	1 - 8
RELIN -Суммарная длина линии, км	11 - 20
RPLIN -Заданный режимный параметр (отпуск энергии, мощность, ток)	21 - 30
EDLIN -Единица измерения RPLIN (мВт.ч , кВт , А)	31 - 35
RETR -Суммарная мощность всех (системных и абонентских) трансформаторов, кВА	36 - 45
RPTR -Режимный параметр	46 - 55
EDTR -Единица измерения RPTR	56 - 60

Продолжение файла данных REKVIS3.DAT

(3 вариант расчета)

SABTP -Мощность абонентских трансформаторов, кВА 61 - 70
 NTPO -Общее число трансформаторов, шт. 71 - 80

RLKOD	RELIN	RPLIN	EDLIN	RETR	RPTR	EDTR	SABTP	NTPO
Волга 1	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 2	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 3	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 4	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 5	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 6	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 7	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 8	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 9	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 10	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 11	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 12	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 13	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 14	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4
Волга 15	4.15	23.14	A5	476.00		23.14 a5	25.00	4

Файл результатов REKVIS1.RES

(1 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ЛИНЕЙНАЯ МОДЕЛЬ

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS

 Минск.1995 г.
 * Б Г П А *

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов) -ЭНЕРГОСИСТЕМА
 2 UST - Участок сети (16 символов) -ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10,6 или 10 и 6 кВ совместно)
 (Все числовые данные перфорируются с 61-й по 70-ю позиции
 включительно, единицы измерения - с 72-й)

1 UN10 - Номинальное напряжение - 10 кВ
 2 UE10 - Среднее эксплуатационное напряжение - 10.400 кВ
 3 UN6 - Номинальное напряжение - 0 кВ
 4 UE6 - Среднее эксплуатационное напряжение - .000 кВ

Д А Н Н Ы Е П О Л И Н И Я М

ОБОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

=====

NLIN -Число эквивалентируемых линий - 351 ШТ.
 DLLIN -Суммарная протяженность линий - 7252.000 КМ
 NTRS -Число системных трансформаторов - 3355 ШТ.
 STRANS-Установленная мощность системных трансформаторов - 481.100 МВА
 NTRA -Число абонентских трансформаторов - 266 ШТ.
 STRANA-Мощность абонентских трансформаторов - 74.850 МВА

Продолжение файла результатов REKVIS1.RES
(1 вариант расчета)

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

```

=====
ANS1L -Свободный член линейного уравнения регрессии - -96.653
BL(1) -Коэффициент регрессии при суммарной длине линий - 3.597
BL(2) -При суммарной установленной мощности тр-ров - 128.768
BL(3) -Коэффициент при общем числе трансформаторов - -13.926
SRLIN -Среднее значение X1, где X1-сумма квадратов
        моментов мощностей - 49.372 км
OSDLIN-Среднеквадратическое отклонение - 83.726 км
        от среднего значения X1
SRTR -Среднее значение потерь мощности К.З. - 3.198 МВА
OSDTR -Среднеквадратическое отклонение от среднего
        значения потерь мощности К.З. - .544 МВА
    
```

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ЭНЕРГОСИСТЕМА - ЭНЕРГОСИСТЕМА
ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ - ПЭС

```

-----
:      :                Л И Н И И                :      Т Р А Н С Ф О Р М А Т О Р Ы      :
:НОМИН.:-----:
:НАПРЯ-:КОЛИЧЕСТВО:ОБЩАЯ ПРО-:ЭКВИВАЛЕНТ: ПОГРЕШ- :КОЛИЧЕСТВО:УСТАНОВЛЕН:ЭКВИВАЛЕНТ:ПОГРЕШ- :
:ЖЕНИЕ : ЛЭП      :ТЯЖЕННОСТЬ:СОПРОТИВЛ.: НОСТЬ   :           :НАЯ МОЩ-ТЬ:СОПРОТИВЛ.: НОСТЬ   :
:-----:
: КВ   :   -   :   КМ   :   Ом   :   %    :   -   :   МВА   :   Ом   :   %    :
:-----:
: 10   :  351  : 7252.00 : .0431  : 9.05   :  3621 : 555.95 : .003768: .29    :
:-----:
    
```

Файл результатов REKVIS3.RES
(3 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

3 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЕТСЯ НЕЛИНЕЙНАЯ МОДЕЛЬ

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS

МИНСК.1995 Г.
* Б Г П А *

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов) -ЭНЕРГОСИСТЕМА
2 UST - Участок сети (16 символов) -ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10,6 или 10 и 6 кВ совместно)
(Все числовые данные перфорируются с 61-й по 70-ю позиции
включительно, единицы измерения - с 72-й)

1 UN10 - Номинальное напряжение - 10 кВ
2 UE10 - Среднее эксплуатационное напряжение - 10.400 кВ
3 UN6 - Номинальное напряжение - 0 кВ
4 UE6 - Среднее эксплуатационное напряжение - .000 кВ

Д А Н Н Ы Е П О Л И Н И Я М

ОБОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

=====

NLIN -Число эквивалентируемых линий - 15 ШТ.
DLLIN -Суммарная протяженность линий - 7252.000 КМ
NTRS -Число системных трансформаторов - 3355 ШТ.
STRANS-Установленная мощность системных трансформаторов - 481.100 МВА
NTRA -Число абонентских трансформаторов - 266 ШТ.
STRANA-Мощность абонентских трансформаторов - 74.850 МВА
ANS1L -Свободный член нелинейного уравнения регрессии - .258
BL(1) -Кэффициент регрессии при суммарной длине линий - .891
BL(2) -При суммарной установленной мощности тр-ров - 1.178
BL(3) -Кэффициент при общем числе трансформаторов - .000
SRLIN -Среднее значение X1, где X1-сумма квадратов моментов мощностей - 25.165 км
OSDLIN-Среднеквадратическое отклонение от среднего значения X1 - 24.111 км
SRTR -Среднее значение потерь мощности к.з. - 3.198 мВА
OSDTR -Среднеквадратическое отклонение от среднего значения потерь мощности к.з. - .544 мВА

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ (перфорируются построчно по формату
A8,2X,2F10.0,A5,2F10.0,A5,F10.0,I10)

=====

ции строки

RLKOD -Код линии 1 - 8
RELIN -Суммарная длина линии, км 11 - 20
RPLIN -Заданный режимный параметр (отпуск энергии, мощность, ток) 21 - 30
EDLIN -Единица измерения RPLIN (мВт.ч , кВт , А) 31 - 35
RETR -Суммарная мощность всех (системных и абонентских) трансформаторов, кВА 36 - 45
PTR -Режимный параметр 46 - 55
EDTR -Единица измерения RPTR 56 - 60
SABTP -Мощность абонентских трансформаторов, кВА 61 - 70
NTPO -Общее число трансформаторов, шт. 71 - 80

Продолжение файла результатов REKVIS3.RES
(3 вариант расчета)

Кoeffициенты и статистики уравнения регрессии

RLKOD	RELIN	RPLIN	EDLIN	RETR	RPTR	EDTR	SABTP	NTPO	
Волга 1	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 2	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 3	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 4	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 5	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 6	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 7	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 8	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 9	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 10	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 11	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 12	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 13	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 14	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4
Волга 15	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	a5	25.00		4

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ЭНЕРГОСИСТЕМА - ЭНЕРГОСИСТЕМА
ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ - ПЭС

Л И Н И И					Т Р А Н С Ф О Р М А Т О Р Ы				
НОМИН.	КОЛИЧЕСТВО	ОБЩАЯ ПРО-	ЭКВИВАЛЕНТ	ПОГРЕШ-	КОЛИЧЕСТВО	УСТАНОВЛЕН	ЭКВИВАЛЕНТ	ПОГРЕШ-	
ЖЕНИЕ	ЛЭП	ТЯЖЕНОСТЬ	СОПРОТИВЛ.	НОСТЬ		НАЯ МОЩ-	ТЬ:СОПРОТИВЛ.	НОСТЬ	
КВ	-	КМ	ОМ	%	-	МВА	ОМ	%	
10	15	7252.00	1.6877	24.74	3621	555.95	3.116739	.29	

5.5. REKVIS. Последовательность выполнения работы

5.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы REKVIS.

5.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

5.5.3. Скопировать три файла исходных данных контрольных примеров под своими именами XXXXXXXX.DAT1 (первый вариант расчета), XXXXXXXX.DAT2 (второй вариант расчета), XXXXXXXX.DAT3 (третий вариант расчета).

5.5.4. В скопированных файлах набрать свои данные. Всю необходимую информацию взять из результатов расчета программы VSM (коэффициенты линейного и нелинейного уравнений регрессии) и табл. 4.1.

5.5.5. Выполнить программу REKVIS.EXE с тремя вариантами исходных данных и записать результаты расчета в файлы с расширениями RES1, RES2 и RES2. Проанализировать полученные результаты.

5.5.6. Выписать из результатов расчета модели эквивалентных сопротивлений линий и их статистические оценки – коэффициент множественной коррекции R, критерии Фишера F и Стьюдента T. Внести в файл исходных данных изменения (добавить или убрать распределительные линии) и повторить п. 5.5.5 с измененными исходными данными. Проанализировать изменение значений R, F и T.

5.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

5.6. REKVIS. Содержание отчета

5.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы REKVIS.

5.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

5.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы REKVIS.

5.7. VSM.Контрольные вопросы

5.7.1. Каково назначение программы REKVIS?

5.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы REKVIS?

5.7.3. Как работает алгоритм программы REKVIS?

5.7.4. Какова структура файла исходных данных программы REKVIS?

5.7.5. Что представляют собой результаты программы REKVIS?

5.7.6. Какой из трех вариантов расчета самые точные результаты и почему?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

Изучение программы TERAS расчета величины, оценки погрешностей и доверительных интервалов потерь электроэнергии в электрических сетях 6-10 кВ

6.1. TERAS. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы VYBOR формирования случайной выборки схем распределительных линий.

6.2. TERAS. Назначение и краткая характеристика программы

Основное назначение программы [3]: расчет, оценка погрешностей и доверительных интервалов потерь электроэнергии в произвольной совокупности сетей 6 (10) кВ рассматриваемого структурного подразделения энергосистемы (района, предприятия электрических сетей...). В качестве исходных данных (файлы TER10.DAT, TER6.DAT) в программе используются численные значения обобщенных эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов, погрешности их определения, рассчитанные по программе REKVIS, среднее эксплуатационное напряжение сети, а также в общем случае следующие режимные агрегированные (в целом по всей сети) параметры: отпуск активной и реактивной энергии в сеть (W_a , W_p), максимальные и минимальные мощности активной и реактивной нагрузки (P_{\max} , P_{\min} , Q_{\max} , Q_{\min}). В случае отсутствия некоторых из этих данных дополнительно задаются средневзвешенные значения коэффициентов реактивной мощности и формы графика суммарной нагрузки сети ($tg(\varphi)$, dr), а также время использования максимальной активной нагрузки сети (T_{ma}). По каждому режимному параметру в относительных единицах задается его погрешность. Если погрешность показателя не задана (или пропущена), она автоматически принимается в программе равной 5%. Расчеты могут выполняться отдельно для напряжения 6 и 10 кВ или совместно для 6 – 10 кВ. Результаты расчета печатаются в табличном виде отдельно для напряжений 6 и 10 кВ, а также совместно при 6 - 10 кВ (см. , например, файл TER610.RES). В таблицах указываются: название структурного подразделения, номинальное напряжение, математические ожидания и доверительные интервалы потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах (переменных и постоянных), суммарных потерь в сетях, в том числе переменных и постоянных. В частном случае программа TERAS может быть использована для оценки величины и структуры потерь в сети 6 – 10 кВ по отдельным распределительным линиям. В этом случае в качестве исходных в программе TERAS используются численные значения индивидуальных эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов, рассчитанные по программе REKVIN, а все агрегированные режимные характеристики задаются по каждой распределительной линии

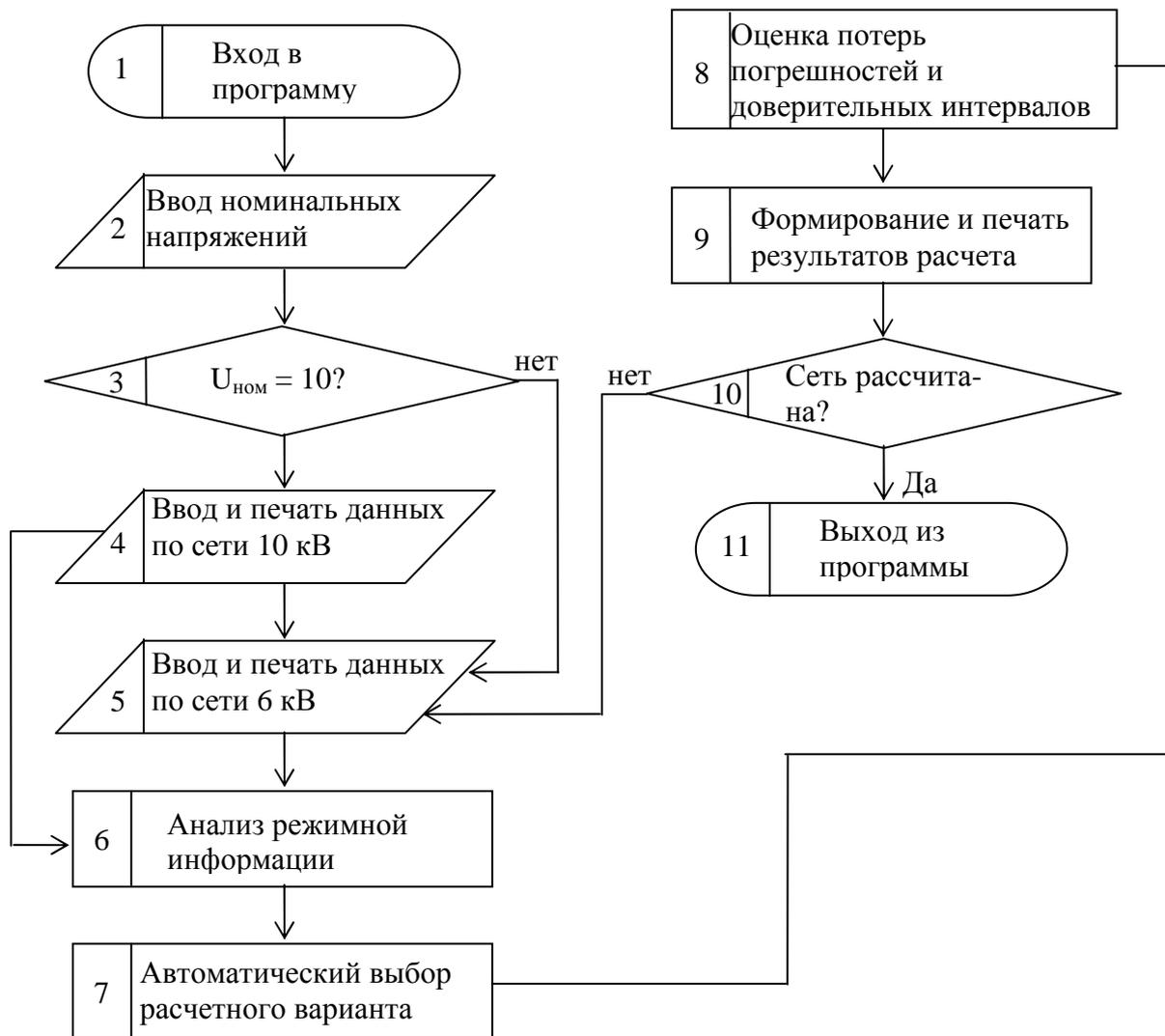


Рис. 6.1. Блок-схема программы TERAS

6.3. TERAS. Основные теоретические сведения

Данные методические положения изложены применительно к оценке потерь по обобщенным эквивалентным сопротивлениям $R_{эл}$, $R_{эм}$. При определении технических потерь электроэнергии в распределительных сетях в условиях неполноты и недостоверности исходной информации целесообразно использовать обобщенное представление этих сетей и режимов их функционирования. При этом в электрических сетях указанного класса часто применяют представление распределительной линии одним эквивалентным сопротивлением [2 – 3]. Такой подход сохраняется и при расчете потерь в трансформаторах, подключенных к этой же распределительной линии. Дальнейшее развитие метод эквивалентного сопротивления получил при его использовании для эквивалентирования всех электрических сетей одного номинального напряжения рассматриваемого структурного подразделения энергосистемы [3]. И расчет численных значений обобщенных эквивалентных сопротивлений линий $R_{эл}$ и трансформаторов $R_{эм}$ распределительных сетей рассматриваемого структурного подразделения рекомендуется выполнять на основе линейных статистических моде-

лей эквивалентных сопротивлений. Методика построения таких моделей приведена в [3], а для проведения расчетов автором разработана соответствующая программа [6]. Зная $R_{эл}$ и $R_{эм}$ всей совокупности сетей линий рассматриваемого структурного подразделения, можно рассчитать потери электрической энергии. При этом в качестве режимных данных целесообразно использовать параметры, легко получаемые в информационном отношении и содержащиеся в соответствующих формах отчетности. Сформулированным условиям в наибольшей степени удовлетворяют методы расчета потерь электроэнергии, приведенные в работах [4, 5]. Эти методы рассчитаны на применение в условиях неполноты (или отсутствия) информации о графиках нагрузки. Они имеют более высокую точность, чем другие аналогичные методы, поскольку используют в качестве основного режимного параметра один из интегральных показателей режима – передаваемую электроэнергию или производные от нее величины: средние по времени ток или мощность. В большинстве практических случаев данные методы расчета потерь в разомкнутых электрических сетях обеспечивают погрешность не более 10% [5]. Исходя из изложенного, в основу алгоритма определения потерь электроэнергии в программе TERAS положен метод [5]. Основные расчетные соотношения метода приведены ниже.

Суммарные потери электроэнергии в распределительных сетях одного номинального напряжения dW_c определяются суммой трех составляющих – нагрузочных (переменных) потерь в линиях $dW_{ли}$, трансформаторах $dW_{тн}$ и потерь холостого хода (постоянных) в трансформаторах $dW_{мх}$:

$$dW_c = dW_{ли} + dW_{тн} + dW_{мх}. \quad (6.1)$$

Переменные потери электрической энергии $dW_{тн}$ могут быть определены по формуле:

$$dW_{тн} = \frac{R_3}{U_3^2} \cdot (P_{макс}^2 \cdot \tau_a + Q_{макс}^2 \cdot \tau_p), \quad (6.2)$$

где R_3 – эквивалентное сопротивление линий или трансформаторов;

$P_{макс}$, $Q_{макс}$ – максимальное значение активной и реактивной мощности за расчетный период времени;

τ_a – время максимальных потерь от передачи активной мощности;

τ_p – то же, реактивной мощности;

U_3 – среднее эксплуатационное напряжение.

Выразим $P_{макс}$ и $Q_{макс}$ через потоки активной W_a и реактивной W_p энергии:

$$P_{макс} = \frac{W_a}{T_{ма}}, \quad Q_{макс} = \frac{W_p}{T_{мп}}, \quad (6.3)$$

где $T_{ма}$ – расчетная продолжительность максимума активной нагрузки;

$T_{мп}$ – расчетная продолжительность максимума реактивной нагрузки.

Подставляя значения $P_{макс}$ и $Q_{макс}$, выраженные через W_a и W_p в формулу (6.1), получим:

$$dW_{mn} = \frac{R_{\vartheta}}{U_{\vartheta}^2} \cdot \left(\frac{W_a^2}{T_{ma}^2} \cdot \tau_a + \frac{W_p^2}{T_{mp}^2} \cdot \tau_p \right). \quad (6.4)$$

Примем, что

$$da = \frac{\tau_a}{T_{ma}^2}, \quad dp = \frac{\tau_p}{T_{mp}^2}.$$

Тогда

$$dW_{mn} = \frac{R_{\vartheta}}{U_{\vartheta}^2} \cdot (W_a^2 \cdot da + W_p^2 \cdot dp). \quad (6.5)$$

После простейших преобразований получим

$$dW_{mn} = \frac{R_{\vartheta}}{U_{\vartheta}^2} \cdot W_a^2 \cdot (da + dp \cdot tg(\varphi)). \quad (6.6)$$

Из приведенных методических положений видно, что все распределительные линии одного номинального напряжения можно представить в виде эквивалентной цепочки, состоящей из двух обобщенных эквивалентных сопротивлений – $R_{эл}$, $R_{эм}$. Рассматривая все режимные параметры применительно к этой эквивалентной схеме с той же степенью обобщения, т. е. суммарный отпуск активной энергии в сеть W_a , среднее значение эксплуатационного напряжения шин U_{ϑ} , коэффициенты реактивной мощности $tg(\varphi)$ и графиков нагрузки dr головных участков эквивалентизируемых линий, запишем выражение для оценки потерь электроэнергии в линиях:

$$dW_{ли} = \frac{W_a^2 \cdot \left(1 + \bar{tg}^2(\varphi) \right)}{\bar{U}_{\vartheta}^2} \cdot R_{эл} \cdot \bar{dr}. \quad (6.7)$$

Нагрузочные потери в трансформаторах определяются по величине $R_{эм}$ и формуле аналогичной (6.7). В выражении (6.7) W_a может определяться, например, как сумма показаний электросчетчиков, фиксирующих энергию, переданную по головным участкам M линий $W_a = \sum W_{ai}$.

Величины \bar{U}_{ϑ} , $\bar{tg}(\varphi)$, \bar{dr} вычисляются как выборочные средние по формулам:

$$\bar{U}_{\vartheta} = \frac{1}{M} \cdot \sum (U_{\vartheta i}); \quad \bar{tg}(\varphi) = \frac{1}{M} \cdot \sum \left(\bar{tg}(\varphi) \right); \quad \bar{dr} = \frac{1}{M} \cdot \sum (dr_i).$$

Статистический анализ режимной информации электрических сетей напряжением 10 кВ одного сетевого предприятия позволил определить выборочные средние и средние квадратичные отклонения интересующих параметров:

$$\begin{aligned} \bar{U}_{\vartheta} &= 10.2 \text{ кВ}; & S_{u_{\vartheta}} &= 0.067 \text{ кВ}; & \bar{tg}(\varphi) &= 0.55; & Stg(\varphi) &= 0.083; \\ \bar{dr} &= 0.00015 \text{ 1/ч}; & Sd_2 &= 0.00002 \text{ 1/ч}. \end{aligned}$$

Формулы (6.4) и (6.5) используются для определения потерь электроэнергии как в линиях, так и трансформаторах распределительных сетей. Коэффициенты da и dp зависят от формы графиков активной и реактивной нагрузки по продолжительности. Эти графики в распределительных сетях формируются под влиянием множества факторов и имеют обычно плавно убывающий вид. Для аппроксимации таких графиков рекомендуется использовать аналитические зависимости от времени вида:

$$P = P_{\max} - (P_{\max} - P_{\min}) \cdot \left(\frac{t}{t_{\phi}} \right)^{Y_a}, \quad (6.8)$$

$$Q = Q_{\max} - (Q_{\max} - Q_{\min}) \cdot \left(\frac{t}{t_{\phi}} \right)^{Y_p},$$

или

$$P = P_{\min} - (P_{\max} - P_{\min}) \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{\phi}} \right)^{1/Y_a}, \quad (6.9)$$

$$Q = Q_{\min} - (Q_{\max} - Q_{\min}) \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{\phi}} \right)^{1/Y_p},$$

где P_{\max} , Q_{\max} , P_{\min} , Q_{\min} – значения максимальных и минимальных нагрузок за расчетный период t_p ;

t_{ϕ} – фактическое время работы сети.

Вспомогательные коэффициенты Y_a и Y_p определяются по формулам

$$Y_a = \frac{P_{\text{ср}} - P_{\text{мин}}}{P_{\text{макс}} - P_{\text{ср}}}, \quad (6.9)$$

$$Y_p = \frac{Q_{\text{ср}} - Q_{\text{мин}}}{Q_{\text{макс}} - Q_{\text{ср}}}. \quad (6.10)$$

Для выбора аппроксимирующих зависимостей вида (6.8) или (6.9) не требуется знать форму реального графика нагрузки по продолжительности. Достаточно иметь лишь величины P_{\max} , Q_{\max} , P_{\min} , Q_{\min} , $P_{\text{ср}}$, $Q_{\text{ср}}$, необходимые для расчета численных значений коэффициентов da и dp . При этом, если $Y_a, Y_p \leq 1$ рекомендуется использовать формулы (6.8), а в случае $Y_a, Y_p < 1$ – зависимости вида (6.9). Численные значения коэффициентов da и dp определяются в этих случаях по формулам

$$da = \left(1 + \frac{D_a}{P_{\text{ср}}^2} \right) \cdot \frac{1}{t_{\phi}}, \quad (6.11)$$

$$dp = \left(1 + \frac{D_p}{Q_{\text{ср}}^2} \right) \cdot \frac{1}{t_{\phi}}, \quad (6.12)$$

где D_a , D_p – дисперсии активной и реактивной мощности.

Величина D_a рассчитывается по одному из двух соотношений:

при $Y_a \geq 1$

$$D_a = \frac{(P_{\max} - P_{\text{ср}}) \cdot (P_{\text{ср}} - P_{\min})^2}{P_{\max} - P_{\text{ср}} - 2 \cdot P_{\min}}, \quad (6.13)$$

При $Y_a < 1$

$$D_a = \frac{(P_{\max} - P_{\text{ср}})^2 \cdot (P_{\text{ср}} - P_{\min})}{2 \cdot P_{\max} - P_{\text{ср}} - P_{\min}}. \quad (6.14)$$

Формулы для определения D_p такие же, только вместо соответствующих значений активной мощности в выражения (6.13, 6.14) подставляются значения реактивной мощности. Формулы (6.10 – 6.14) используются при расчете нагрузочных потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах распределительной сети рассматриваемого структурного подразделения энергосистемы. Постоянные потери энергии dW_{mx} в трансформаторах определяются по уравнению регрессии [3]:

$$dW_{mx} = (0.09356 \cdot N_m + 2.3276 \cdot S_{mc}) \cdot t_\phi, \quad (6.15)$$

где N_m – общее число системных трансформаторов в сети;

S_{mc} – суммарная установленная мощность трансформаторов.

При известной погрешности расчета потерь холостого хода в трансформаторах $d(dW_{mx})$ среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии по сети в целом $d(dW_c)$ определяется по формуле

$$d(dW_c) = \sqrt{(d^2(dW_{ли}) + d^2(dW_{mn}) + d^2(dW_{mx}))}, \quad (6.16)$$

а соответствующий ей доверительный интервал расчетных значений потерь

$$dW_c = (1 \pm T_t \cdot (d(dW_c))),$$

где T_t табличное значение критерия Стьюдента. В формуле (6.16): $d(dW_{ли})$, $d(dW_{mn})$, $d(dW_{mx})$ – это погрешности расчета потерь электроэнергии соответственно в линиях и трансформаторах, которые считаются в программе по полученным аналитическим соотношениям в зависимости от заданных погрешностей исходных данных [3].

Программа предполагает использование формулы (6.15) и ориентирована на работу в условиях неполноты исходной режимной информации. Для этого в зависимости от имеющейся информации предусмотрен автоматический выбор одного из 16 запрограммированных вариантов расчета, приведенных в табл. 6.1. В этой же таблице приведены ориентировочные численные данные для проведения отладочных расчетов.

Таблица 6.1

N п/п	WAL	WRL	TGFL	TMAL	PMAXL	PMINL	QMAXL	QMINL	DSTATL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
--	МВт·ч	МВАр·ч	о. е.	ч	МВт	МВт	МВАр	МВАр	1/ч
--	475000	237500	0.5	4500	105.6	63.3	52.77	31.77	0.0015
1	+	+	-	-	+	+	+	+	-
2	+	+	-	-	+	+	+	-	-
3	+	+	-	-	+	+	-	-	-
4	+	+	-	-	+	-	-	-	-
5	+	+	-	+	-	-	-	-	-
6	+	-	-	-	-	-	-	-	+
7	+	-	+	-	+	+	+	+	-
8	+	-	+	-	+	+	+	-	-
9	+	-	+	-	+	+	-	-	-
10	+	-	+	-	+	-	-	-	-
11	+	-	+	+	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	-	-	+	+	+	+	+	+	-
13	-	-	+	+	+	+	+	-	-
14	-	-	+	+	+	+	-	-	-
15	-	-	+	+	+	-	-	-	-
16	+	-	+	-	-	-	-	-	+

В табл. 6.1 "+" указывает на наличие информации, а "-" – на ее отсутствие. Предусмотренные варианты обеспечивают максимальную "живучесть" программы: для ее работы в предельном случае информационной необеспеченности необходимо задать лишь один из режимных параметров – отпуск активной энергии или максимальную активную нагрузку, а недостающая информация определяется по среднестатистическим данным с использованием корреляционных связей, которые заложены в программе. Естественно, что в этом случае погрешность расчета и величина доверительного интервала потерь будут наибольшими.

6.4. TERAS. Работа с программой

Программа TERAS может работать в режиме диалога и при считывании данных с магнитного диска (гибкого или жесткого).

Диалоговый режим работы программы TERAS

В диалоговом режиме программа последовательно запрашивает необходимые исходные данные. Пользователь набирает эти данные и после набора каждого из них нажимает клавишу "Ввод". Вместо отсутствующих данных перфорируются нули (это допускается). После набора исходной информации она записывается на магнитный диск. Если в данных есть ошибки, они могут быть исправлены уже в файле данных или при повторной работе в режиме диалога. Результаты расчета записываются в соответствующие файлы (имена файлов задаются пользователем).

Работа с программой TERAS при считывании данных с магнитного диска.

В указанном режиме после вызова программы пользователю достаточно на запрос программы: <<наберите имя файла данных>>, набрать имя файла данных и затем имя файла результатов расчета.

Имена файлов данных для проведения контрольных расчетов следующие:

при расчете сети 6 кВ	TER6.DAT	TER6.RES
при расчете сети 10 кВ	TER10.DAT	TER10.RES
при расчете сети 6 – 10 кВ	TER610.DAT	TER610.RES

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS

 Минск.1993 г.
 * Б Г П А *

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов) -Минскэнерго
 2 UST - Участок сети (16 символов) -ПЭС - 2

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ(Одно из двух или два совместно)
 (Все числовые данные перфорируются с 61-й по 72-ю позиции
 включительно, единицы измерения - с 74-й)

1 UN10 - Номинальное напряжение - 0. кВ
 2 UN6 - Номинальное напряжение - 6. кВ

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Д А Н Н Ы Е П О Л И Н И Я М

(23 показателя)

1 USRL -Среднее эксплуатационное напряжение - 10.40 кВ
 2 DUSRL -Погрешность USRL - .00 %
 3 NLIN -Общее число линий в рассчитываемой сети - 351.00 шт.
 4 RSTL -Эквивалентное сопротивление линий - .04310 Ом
 5 DREL -Погрешность расчета RSTL - .00 %
 6 WAL -Отпуск активной энергии за время TRAS - 475000.00 МВт.ч
 7 DWAL -Погрешность WAL - .00 %
 8 WRL -Отпуск реактивной энергии - 237500.00 МВАр.ч
 9 DWRL -Погрешность WRL - .00 %
 10 TGFL -Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки- .00000
 11 DTGFL -Погрешность TGFL - .00 %
 12 TMAL -Расчетная продолжительность максимума нагрузки - .00 ч
 13 DTMAL -Погрешность TMAL - .00 %
 14 PMAXL -Максимальное значение активной нагрузки - .00 МВт
 15 DPMAXL-Погрешность PMAXL - .00 %
 16 PMINL -Минимальное значение - .00 МВт
 17 DPMINL-Погрешность PMINL - .00 %
 18 QMAXL -Максимальное значение реактивной нагрузки - .00 МВАр
 19 DQMAXL-Погрешность QMAXL - .00 %
 20 QMINL -Минимальное значение - .00 МВАр
 21 DQMINL-Погрешность QMINL - .00 %
 22 DSTATL-Статистическое значение коэффициента
 формы графика нагрузки (0.00015) - .00015
 23 DDSTAL-Погрешность DSTATL - .00 %

ДА Н Н Ы Е П О Т Р А Н С Ф О Р М А Т О Р А М

(Всего 25 показателей)

1 USRT -Среднее эксплуатационное напряжение - 9.90 кВ
 2 DUSRT -Погрешность USRT - .00 %
 3 NTR -Общее число трансформаторов - 3355.00 шт.
 4 RSTTR -Эквивалентное сопротивление тр-ров - .00380 Ом
 5 DRETR -Погрешность расчета RSTTR - .00 %
 6 WAT -Отпуск активной энергии - 475000.00 МВт.ч
 7 DWAT -Погрешность WAT - .00 %
 8 WRT -Отпуск реактивной энергии - 237500.00 МВАр.ч
 9 DWRT -Погрешность WRT - .00 %
 10 TGFT -Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки- .00000
 11 DTGFT -Погрешность TGFT - .00 %

Продолжение файла данных TER6.DAT

12	TMAT	-Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00	ч
13	DTMAT	-Погрешность TMAT	-	.00	%
14	PMAXT	-Максимальное значение активной нагрузки	-	.00	МВт
15	DPMAXT	-Погрешность PMAXT	-	.00	%
16	PMINT	-Минимальное значение	-	.00	МВт
17	DPMINT	-Погрешность PMINT	-	.00	%
18	QMAXT	-Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00	МВАр
19	DQMAXT	-Погрешность QMAXT	-	.00	%
20	QMINT	-Минимальное значение	-	.00	МВАр
21	DQMINT	-Погрешность QMINT	-	.00	%
22	DSTATT	-Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015	
23	DDSTAT	-Погрешность DSTATT	-	.00	%
24	STRAN	-Суммарная мощность системных трансформаторов	-	481.10	МВА
25	TRAS	-Расчетный период	-	744.00	ч

Файл результатов TER6.RES

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS

Минск.1993 г.
* Б Г П А *

1	ESIS	- Наименование энергосистемы (16 символов)	-	Минскэнерго
2	UST	- Участок сети (16 символов)	-	ПЭС - 2

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ(10,6 или 10 и 6 совместно)
(Все числовые данные перфорируются с 61-й по 70-ю позиции
включительно, единицы измерения - с 72-й)

1	UN10	- Номинальное напряжение	-	0.	кВ
2	UN6	- Номинальное напряжение	-	6.	кВ

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
--

Д А Н Н Ы Е П О Л И Н И Я М

(23 показателя)

1	USRL	-Среднее эксплуатационное напряжение	-	10.40	кВ
2	DUSRL	-Погрешность USRL	-	.05	%
3	NLIN	-Общее число линий в рассчитываемой сети	-	351.00	шт.
4	RSTL	-Эквивалентное сопротивление линий	-	.04310	Ом
5	DREL	-Погрешность расчета RSTL	-	.05	%
6	WAL	-Отпуск активной энергии за время TRAS	-	475000.00	МВт.ч
7	DWAL	-Погрешность WAL	-	.05	%
8	WRL	-Отпуск реактивной энергии	-	237500.00	МВАр.ч
9	DWRL	-Погрешность WRL	-	.05	%
10	TGFL	-Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	-	.00000	
11	DTGFL	-Погрешность TGFL	-	.05	%
12	TMAL	-Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00	ч
13	DTMAL	-Погрешность TMAL	-	.05	%
14	PMAXL	-Максимальное значение активной нагрузки	-	.00	МВт
15	DPMAXL	-Погрешность PMAXL	-	.05	%
16	PMINL	-Минимальное значение	-	.00	МВт
17	DPMINL	-Погрешность PMINL	-	.05	%
18	QMAXL	-Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00	МВАр
19	DQMAXL	-Погрешность QMAXL	-	.05	%
20	QMINL	-Минимальное значение	-	.00	МВАр
21	DQMINL	-Погрешность QMINL	-	.05	%

Продолжение файла результатов TER6.RES

22	DSTATL-Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015
23	DDSTATL-Погрешность DSTATL	-	.05 %

ДАННЫЕ ПО ТРАНСФОРМАТОРАМ

(Всего 25 показателей)

1	USRT -Среднее эксплуатационное напряжение	-	9.90 кВ
2	DUSRT -Погрешность USRT	-	.05 %
3	NTR -Общее число трансформаторов	-	3355.00 шт.
4	RSTTR -Эквивалентное сопротивление тр-ров	-	.00380 Ом
5	DRETR -Погрешность расчета RSTTR	-	.05 %
6	WAT -Отпуск активной энергии	-	475000.00 МВт.ч
7	DWAT -Погрешность WAT	-	.05 %
8	WRT -Отпуск реактивной энергии	-	237500.00 МВАр.ч
9	DWRT -Погрешность WRT	-	.05 %
10	TGFT -Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	-	.00000
11	DTGFT -Погрешность TGFT	-	.05 %
12	TMAT -Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00 ч
13	DTMAT -Погрешность TMAT	-	.05 %
14	PMAXT -Максимальное значение активной нагрузки	-	.00 МВт
15	DPMAXT-Погрешность PMAXT	-	.05 %
16	PMINT -Минимальное значение	-	.00 МВт
17	DPMINT-Погрешность PMINT	-	.05 %
18	QMAXT -Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00 МВАр
19	DQMAXT-Погрешность QMAXT	-	.05 %
20	QMINT -Минимальное значение	-	.00 МВАр
21	DQMINT-Погрешность QMINT	-	.05 %
22	DSTATT-Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015
23	DDSTAT-Погрешность DSTATT	-	.05 %
24	STRAN -Суммарная мощность системных трансформаторов	-	481.10 МВА
25	TRAS -Расчетный период	-	744.00 ч

Продолжение файла результатов TER6.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ

ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-10 КВ

ЭНЕРГОСИСТЕМА

- Минскэнерго

ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ - ПЭС - 2

НОМИНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА:		П О Т Е Р И Э Л Е К Т Р И Ч Е С К О Й Э Н Е Р Г И И													
НАПРЯЖЕНИЕ:		РЕЗУЛЬТАТ:		ПЕРЕМЕННЫЕ:		ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ ИНТЕРВАЛ:		ПОГРЕШНОСТЬ:		ПОСТОЯННЫЕ:		ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ ИНТЕРВАЛ:		ПОГРЕШНОСТЬ:	
ЖЕН	ТОВ	МВТ.4	МВТ.4	МВТ.4	%	МВТ.4	МВТ.4	МВТ.4	%	МВТ.4	%	МВТ.4	%	МВТ.4	%
	В														
	ТРАНСФОРМАТОРАХ	1640.2	1164.8	2115.6	14.49	1066.7	1060.7	1072.7	.28						
	В ЛИНИЯХ	16857.7	11971.9	21743.6	14.49	**	**	**	**						
6	СУММА														
КВ	ПОТЕРЬ	18497.9	10916.0	26079.9	20.49	1066.7	1060.7	1072.7	.28						
	ПО ВИДАМ														
	ВСЕГО	19564.6	11544.8	27584.5	20.50	**	**	**	**						

ПРОЦЕНТ ПОТЕРЬ В СЕТИ 6 КВ

ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ	- 475000.0 МВТ*Ч		
ПРОПУСК ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ТРАНСФОРМАТОРЫ	- 475000.0 МВТ*Ч		
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ	- 16857.7 МВТ*Ч	ИЛИ	3.55 %
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ	- 1640.2 МВТ*Ч		.35 %
СУММАРНЫЕ НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ	- 18497.9 МВТ*Ч		3.89 %
ПОТЕРИ В СТАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	- 1066.7 МВТ*Ч		.22 %
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	- 19564.6 МВТ*Ч		4.12 %

6.5. TERAS. Последовательность выполнения работы

6.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы TERAS.

6.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

6.5.3. Скопировать файл исходных данных контрольного примера для расчета сети 10 кВ под своим именем XXXXXXXX.DAT (где первые 6 символов – номер программы, 7 и 8 символ – порядковый номер студента в группе, например, 10622001.DAT).

6.5.4. В скопированном файле набрать свои данные. Всю необходимую информацию взять из результатов расчета программы REKVIS и табл. 4.1.

6.5.5. Выполнить файл TERAS.EXE поочередно с двумя вариантами расчета – по индивидуальным эквивалентным сопротивлениям распределительных линий (каждая линия считается отдельно) и по обобщенным эквивалентным сопротивлениям линий и трансформаторов всей сети.

Результаты расчета распечатать и проанализировать.

6.5.6. Повторить п.п. 6.5.4, 6.5.5 несколько раз с разными объемами выборки.

6.6. TERAS. Содержание отчета

6.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы TERAS.

6.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

6.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы TERAS.

6.7. TERAS. Контрольные вопросы

6.7.1. Каково назначение программы TERAS?

6.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы TERAS?

6.7.3. Как работает алгоритм программы TERAS?

6.7.4. Какова структура файла исходных данных программы TERAS?

6.7.5. Что представляют собой результаты программы TERAS?

6.7.6. Какой из вариантов расчета потерь предпочтительнее – по индивидуальным эквивалентным сопротивлениям или обобщенным и почему?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7

Изучение программы REGIMR расчета режимов и обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электрических сетей 6-220 кВ

7.1. REGIMR. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы REGIMR расчета режимов и обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электрических сетей 6-220 кВ.

7.2. REGIMR. Назначение и краткая характеристика программы

Программа REGIMR предназначена для оценки и анализа режимов обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электрических сетей 6 – 220 кВ. Предусмотрен одновременный расчет сетей различных номинальных напряжений – 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220 и 330 кВ без приведения сопротивлений линий и трансформаторов к одной ступени напряжения.

В качестве исходной информации (см. распечатку исходных данных в файле REGIMR.DAT) принята структура данных, аналогичная используемой в настоящее время в программах расчета замкнутых электрических сетей.

Результаты расчета по программе (файл REGIMR.RES) выдаются по каждому номинальному напряжению отдельно. В них включены традиционные результаты расчета по участкам (номера начал и концов ветвей, потоки активной и реактивной мощности в начале и конце участков, нагрузочные потери мощности в именованных и относительных единицах, потери на корону) и узлам сети (номер узла, модуль напряжения и угол, активные и реактивные нагрузки, генерации и потери холостого хода).

Кроме того, печатаются суммарные потери мощности и их структура, а также обобщенные эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов. Последние определяются по отношению к различным потокам мощности – потоку на данном номинальном напряжении и по отношению к потокам всех номинальных напряжений более высокого порядка.

7.3. Основные теоретические сведения

Расчеты режимов разомкнутых электрических сетей 6 – 220 кВ выполняются, как правило, при заданных: напряжении источника питания и постоянных значениях нагрузок на стороне низшего напряжения понижающих потребительских подстанций. Именно такой способ задания наиболее отвечает условиям эксплуатации и характерен для рассматриваемых электрических сетей.

Режим разомкнутой электрической сети при задании указанных режимных параметров рассчитывается обычно в "два этапа". На первом этапе (снизу вверх) определяются потоки и потери мощности в линиях и трансформаторах от нагрузок до источника питания. На втором этапе (сверху вниз) вычисляются напряжения в узлах

от источника питания до нагрузок. Процедура повторяется до получения заданной точности расчета.

Рассмотрим методику расчета разомкнутой сети на примере двух участков линий (рис. 7.1а). Заданы: мощности нагрузок $S_2 = P_2 - jQ_2$ и $S_3 = P_3 - jQ_3$, сопротивление и проводимости линий: $Z_{12} = R_{12} + jX_{12}$, b_{12} , $Z_{23} = R_{23} + jX_{23}$, b_{23} и напряжение источника питания U_1 . Требуется определить: неизвестные напряжения в узлах U_2 , U_3 , потоки S_1 , $S_{12н}$, $S_{12к}$, $S_{2н}$, $S_{23н}$, $S_{23к}$ и потери мощности dS_{12} и dS_{23} .

1 – й этап расчета. Принимаем значения напряжений во всех узлах равными номинальному $U_{ном}$ и последовательно определяем зарядную мощность, потоки и потери мощности на участках:

$$jQ_{c23к} = U_{ном}^2 \cdot j \frac{b_{23}}{2}, \quad (7.1)$$

$$S_{23к} = S_3 + jQ_{c23к}, \quad (7.2)$$

$$dS_{23} = \frac{S_{23к}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{23}, \quad (7.3)$$

$$S_{23н} = S_{23к} + dS_{23}, \quad (7.4)$$

$$S_2 = S_{23н} + jQ_{c23н}, \quad (7.5)$$

$$jQ_{c12к} = U_{ном}^2 \cdot j \frac{b_{12}}{2}, \quad (7.6)$$

$$S_{12к} = S_2 + jQ_{c12к}, \quad (7.7)$$

$$dS_{12} = \frac{S_{12к}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{12}, \quad (7.8)$$

$$S_{12н} = S_{12к} + dS_{12}, \quad (7.9)$$

$$S_1 = S_{12н} + jQ_{c12н} \quad (7.10)$$

Найденные на первом этапе потоки и потери мощности будут приближенными, т. к. найдены по $U_{ном}$.

2 – й этап расчета. Определяем напряжения U_2 , U_3 в узлах от источника питания к нагрузке S_3 . При этом используем потоки мощности, найденные на первом этапе:

$$dU_{12н} = \frac{P_{12н} \cdot R_{12} + Q_{12н} \cdot X_{12}}{U_1}, \quad (7.11)$$

$$\delta U_{12н} = \frac{P_{12н} \cdot X_{12} - Q_{12н} \cdot R_{12}}{U_1}, \quad (7.12)$$

$$U_2 = U_1 - dU_{12н} - j\delta U_{12н}, \quad (7.13)$$

$$|U_2| = \sqrt{(U_1 - dU_{12н})^2 + (\delta U_{12н})^2}, \quad (7.14)$$

$$\operatorname{tg}\delta = \frac{\delta U_{12H}}{U_1 - dU_{12H}}, \quad (7.15)$$

Аналогично выполняется расчет для U_3 .

Напряжения U_1 и U_3 вычислены неточно, т. к. найдены по приближенным значениям потоков мощностей. Для уточнения расчетов можно выполнить второй шаг, т. е. повторить оба этапа.

Приведенные методические сведения положены в основу алгоритма программы REGIMR расчета режимов разомкнутых электрических сетей 6 – 220 кВ произвольной конфигурации (см. рис. 7.1, б). Расчеты выполняются в два этапа. Вторым этапом является завершающим и заканчивается при достижении заданной пользователем точности расчета по напряжению.

В программе могут учитываться статические характеристики нагрузок по напряжению $P_{H^*}(U_*)$, $Q_{H^*}(U_*)$ и удельные потери $dP_{K^*}(U_*)$ мощности на корону. Они описываются полиномами вида:

$$P_{H^*}(U_*) = A_0 + A_1 \cdot U_* + A_2 \cdot U_*^2, \quad (7.16)$$

$$Q_{H^*}(U_*) = B_0 + B_1 \cdot U_* + B_2 \cdot U_*^2, \quad (7.17)$$

$$dP_{K^*}(U_*) = C_0 + C_1 \cdot U_* + C_2 \cdot U_*^2 + C_3 \cdot U_*^3 + C_4 \cdot U_*^4, \quad (7.18)$$

Здесь $U_* = \frac{U}{U_{ном}}$, где U – фактическое значение напряжения в узле, отличное от $U_{ном}$;

$A_0, A_1, A_2, B_0, B_1, B_2, C_0, C_1, C_2, C_3, C_4$ – коэффициенты полиномов.

Значения коэффициентов вводятся пользователем (одновременно могут работать до пяти характеристик – как статических, так и для короны) или считываются, заложенные в программе.

Статические характеристики по напряжению работают только в тех узлах, где они заданы. Потери на корону учитываются для выделенных ветвей.

Расчет обобщенных эквивалентных сопротивлений

Обобщенные эквивалентные сопротивления линий $R_{эЛ}$ и трансформаторов $R_{эТ}$ в программе REGIMR определяются по каждой ступени номинального напряжения по формуле вида

$$R_{э} = \frac{\sum (\Pi_i^2 \cdot r_{эi})}{(\sum (\Pi_i))^2}, \quad (7.19)$$

где i – индекс одной разветвленной линии;

Π_i – режимный параметр (энергия, мощность или ток);

$r_{эi}$ – эквивалентное сопротивление линии (или трансформаторов), вычисленное по формуле:

$$r_{эi} = \frac{dP_i}{3 \cdot I_{cyi}^2}, \quad (7.20)$$

где dP_i – активные потери мощности в i – ой линии (трансформаторах).

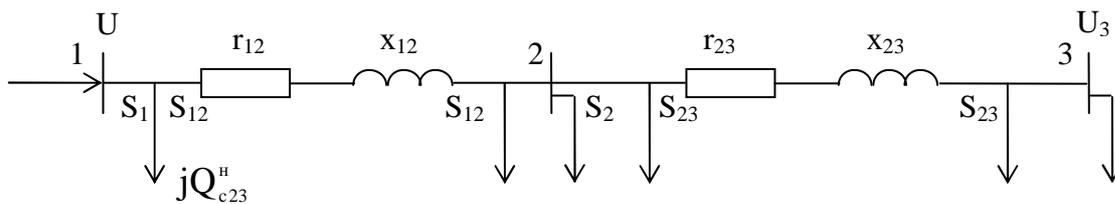
REGIMR. Описание переменных

ESIS	Наименование энергосистемы
UST	Наименование участка
NUNOM	Число номинальных напряжений в сети
UNOM	Вектор номинальных напряжений
NBU	Номер балансирующего узла
UBY	Модуль напряжения в балансирующем узле, кВ
EPSU	Точность расчета по напряжению, кВ
NMAS	Номер массива исходных данных
A0, A1, A2, B0, B1, B2, C0, C1, C2, C3, C4	Коэффициенты полиномов для учета статических характеристик нагрузки по напряжению и удельных потерь на корону
NCXN	Вектор номеров статических характеристик
NPK	Вектор номеров полиномов для учета потерь на корону
NPV	Номер начала ветви
NQV	Номер конца ветви
RPQ	Активное сопротивление ветви, Ом
XPQ	Реактивное сопротивление ветви, Ом
YPQC	Емкостная проводимость ветви в микросименсах
TK1	Модуль коэффициента трансформации трансформатора (отношение высшего напряжения к низшему)
TK2	Аргумент коэффициента трансформации трансформатора, град

УЗЛЫ

NCXN	Вектор номеров статистических характеристик нагрузки
NY	Номер узла
UNOM	Номинальное напряжение узла, кВ
PH1	Активная потребляемая мощность узла, МВт
QH1	Реактивная потребляемая мощность узла, МВАр
PG1	Активная генерируемая мощность узла, МВт
QG1	Реактивная генерируемая мощность узла, МВАр
DPXX	Активные потери мощности холостого хода, МВт
DQXX	Реактивные потери мощности холостого хода, МВАр

а) 1-й этап $S_{ki}^H S_{kj}^K$ при $U_k = U_{НОМ}$



б) 2-й этап U_k по S_{ki}^H

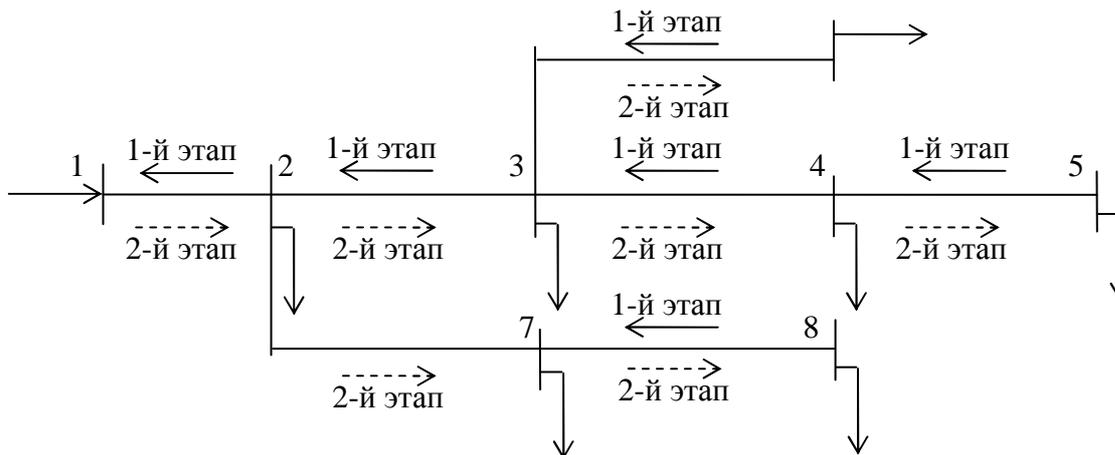


Рис. 7.1. Блок-схема программы

7.4. Работа с программой

В исходных данных выделяются:

общая информация;

информация о статических характеристиках нагрузки и удельных потерях на корону;

информация о ветвях;

информация об узлах.

Все данные перфорируются в бесформатном виде, т. е. через запятую или не менее чем через один пробел (см. файл REGIMR.DAT).

Общая информация

(4 строки)

ESIS	1 строка
UST	2 строка
NUNOM UNOM(1) UNOM(NUNOM)	3 строка
NBU UBY EPSU	4 строка

Информация о статических характеристиках нагрузки и удельных потерях на корону

Информация о статических характеристиках нагрузки и удельных потерях на корону всегда состоит из десяти строк. Первые пять строк занимают коэффициенты полиномов для учета статических характеристик нагрузки по напряжению, в следующих пяти строках перфорируются коэффициенты полиномов для учета потерь на корону.

Если коэффициенты какого-либо полинома не перфорируются, а берутся из программы, то данная строка должна выглядеть следующим образом:

1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
---	-----	-----	-----	-----	-----	-----

(для статических характеристик)

или

1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
---	-----	-----	-----	-----	-----

(для потерь на корону).

Значение NMAC здесь всегда равно 1.

Если пользователь не вводит свои коэффициенты для учета статических характеристик нагрузки и удельных потерь на корону, то данный вид информации будет выглядеть следующим образом:

1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

Коэффициенты полиномов статических характеристик по напряжению, заложенные в программу, приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Коэффициенты полиномов	110 (кВ) (1 тип)	6 (кВ) (2 тип)	330 кВ (3 тип)
A0	0.83	0.83	0.75
A1	-0.3	-0.3	-0.4
A2	0.47	0.47	0.65
B0	3.7	4.9	4.8
B1	-7	-10.1	-10.5
B2	4.3	6.2	6.7

Данные об одной ветви перфорируются в одной строке в следующем порядке:

NMAC	NPK	NPV	NQV	RPQ	XPQ	YPQC	TK1	TK2
------	-----	-----	-----	-----	-----	------	-----	-----

Признаком окончания ввода служит строка из нулей.

Информация об узлах (массив 02)

Данные об узлах перфорируются аналогично ветвям :

NMAC	NCXH	NY	UNOM	PH1	QH1	PG1	QG	DPXX	DQXX
.									
.									
.									
0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Файл данных REGIMR.DAT

ЭНЕРГОСИСТЕМА

ПРИМЕР 1

3 110 35 6

```

    0.011    0.017    0.011
      1      117
1  0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
1  0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
1  0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
1  0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
1  0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
1  0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
1  0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
1  0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
1  0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
33 0      1      102    0.001    0.01      2.0      0.0      0.0      0.0
03 0      102     2      4.740    9.48      61.6     0.0      0.0      0.0
03 0      2       4      3.98     7.96      51.7     0.0      0.0      0.0
03 0      4       3      1.4      34.7      0.0     18.33     0.0      0.0
03 0      2       5      7.95    139.0     0.0     18.33     0.0      0.0
03 0      102     6      0.8      35.5      0.0      1.0      0.0      0.0
03 0      6       7      0.8      27.3      0.0     18.33     0.0      0.0
03 0      6       8      0.8      0.01      0.0      3.143     0.0      0.0
00 0      0       0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
78      0      102    110.     0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 3      0       2     110.0    0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 3      0       4     110.0    0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 3      0       3      6.0     30.0     17.0     0.0      0.0      0.0      0.0
 3      1       5      6.0      7.5      4.33     0.0      0.0      0.0      0.0
 3      0       6    110.0    0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 3      0       7      6.0     20.0     11.5     0.0      0.0      0.0      0.0
 3      0       8     35.0     10.0     5.77     0.0      0.0      0.0      0.0
 3      0       1    110.0    0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 0      0       0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0

```

00

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REGIMR
ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ РАДИАЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-220 кВ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

=====

ESIS -ЭНЕРГОСИСТЕМА -ЭНЕРГОСИСТЕМА
UST -УЧАСТОК СЕТИ -ПРИМЕР 1
НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (6-330 кВ) - 110 35 6

ОБЩИЕ ДАННЫЕ

=====

НОМЕР БАЛАНСИРУЮЩЕГО УЗЛА = 1
НАПРЯЖЕНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО УЗЛА = 117 кВ
ТОЧНОСТЬ РАСЧЁТА ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ =.0110 МВТ
ТОЧНОСТЬ РАСЧЁТА ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ =.0170 МВА_р
ТОЧНОСТЬ РАСЧЁТА ПО НАПРЯЖЕНИЮ =.0110 кВ

ИНФОРМАЦИЯ О СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ НАГРУЗКИ

=====

КОЭФФИЦИЕНТЫ ПОЛИНОМОВ (ДО ПЯТИ ХАРАКТЕРИСТИК)

1.	A0(1)=	.83	A1(1)=	-.30	A2(1)=	.47
	B0(1)=	3.70	B1(1)=	-7.00	B2(1)=	4.30
2.	A0(2)=	.83	A1(2)=	-.30	A2(2)=	.47
	B0(2)=	4.90	B1(2)=	-10.10	B2(2)=	6.20
3.	A0(3)=	.75	A1(3)=	-.40	A2(3)=	.65
	B0(3)=	4.80	B1(3)=	-10.50	B2(3)=	6.70
4.	A0(4)=	.00	A1(4)=	.00	A2(4)=	.00
	B0(4)=	.00	B1(4)=	.00	B2(4)=	.00
5.	A0(5)=	.00	A1(5)=	.00	A2(5)=	.00
	B0(5)=	.00	B1(5)=	.00	B2(5)=	.00

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УДЕЛЬНЫХ ПОТЕРЯХ НА КОРОНУ

=====

КОЭФФИЦИЕНТЫ ПОЛИНОМОВ (ДО ПЯТИ)

1.	C0(1=)	67.25	C1(1=)	-124.40	C2(1=)	58.32
	C3(1=)	.00	C4(1=)	.00		
2.	C0(2=)	.00	C1(2=)	.00	C2(2=)	.00
	C3(2=)	.00	C4(2=)	.00		
3.	C0(3=)	.00	C1(3=)	.00	C2(3=)	.00
	C3(3=)	.00	C4(3=)	.00		
4.	C0(4=)	.00	C1(4=)	.00	C2(4=)	.00
	C3(4=)	.00	C4(4=)	.00		
5.	C0(5=)	.00	C1(5=)	.00	C2(5=)	.00
	C3(5=)	.00	C4(5=)	.00		

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ О ВЕТВЯХ СЕТИ

=====

НМАС	НРК	НРV	NRV	RPQ	XPQ	YRQC	TK1	TK2	КВЛ
				ОМ	ОМ	МКСМ		ГРАД	ТЫС.РУБ.
33	0	1	102	.001	.010	2.000	.000	.000	.000
3	0	102	2	4.740	9.480	61.600	.000	.000	.000
3	0	2	4	3.980	7.960	51.700	.000	.000	.000
3	0	4	3	1.400	34.700	.000	18.330	.000	.000
3	0	2	5	7.950	139.000	.000	18.330	.000	.000
3	0	102	6	.800	35.500	.000	1.000	.000	.000
3	0	6	7	.800	27.300	.000	18.330	.000	.000
3	0	6	8	.800	.010	.000	3.143	.000	.000

Продолжение файла результатов REGIMR.RES

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБ УЗЛАХ СЕТИ

=====

NMAC	NPK	NCXH	NY	UNOM KB	PH1 MBT	QH1 MBAР	PG1 MBT	QG1 MBAР	DPXX MBT	DQXX MBAР
78	0	102	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	2	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	4	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	3	6.000	30.000	17.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	1	5	6.000	7.500	4.330	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	6	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	7	6.000	20.000	11.500	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	8	35.000	10.000	5.770	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	1	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

СОРТИРОВКА ВЕТВЕЙ (ПОДПРОГРАММА SRTR1)

=====

ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ ДО СОРТИРОВКИ

NPV	NQV
1	102
102	2
2	4
4	3
2	5
102	6
6	7
6	8

ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ ПОСЛЕ СОРТИРОВКИ

NPV	NQV
1	102
102	2
102	6
2	4
2	5
6	7
6	8
4	3

СОРТИРОВКА УЗЛОВ (ПОДПРОГРАММА SIU)

=====

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ ДО СОРТИРОВКИ

NY	UNOM	PH1	QH1
KB	MBT	MBAР	
102	110.000	.000	.000
2	110.000	.000	.000
4	110.000	.000	.000
3	6.000	30.000	17.000
5	6.000	7.500	4.330
6	110.000	.000	.000
7	6.000	20.000	11.500
8	35.000	10.000	5.770
1	110.000	.000	.000

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ ПОСЛЕ СОРТИРОВКИ

NY KB	UNOM МВТ	PH1 МВАР	QH1
1	110.000	.000	.000
102	110.000	.000	.000
2	110.000	.000	.000
6	110.000	.000	.000
4	110.000	.000	.000
5	6.000	7.500	4.330
7	6.000	20.000	11.500
8	35.000	10.000	5.770
3	6.000	30.000	17.000

ФОРМИРОВАНИЕ МАТРИЦ ВТОРЫХ АДРЕСНЫХ ОТОБРАЖЕНИЙ
=====

ПОДПРОГРАММА VAO
0
1
1
2
2
3
3
4

НОМЕР ИТЕРАЦИИ 1
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

=====

ESIS	-ЭНЕРГОСИСТЕМА	-ЭНЕРГОСИСТЕМА
UST	-УЧАСТОК СЕТИ	-ПРИМЕР 1

ВЕТВИ

NPV	NQV	PUN МВТ	PUK МВТ	QUN МВАР	QUK МВАР	IBETVI А	DP МВТ	DP%	DQ МВАР	DQ%	DPK МВТ
-----	-----	------------	------------	-------------	-------------	-------------	-----------	-----	------------	-----	------------

Номинальное напряжение - 110 кВ

1	102	68.787	68.786	47.705	47.700	383.703	.001	.000	.005	.000	.00000000
102	2	38.670	37.954	26.449	25.018	212.897	.716	.019	1.431	.068	.00000000
102	6	30.116	30.044	21.686	18.461	170.823	.073	.002	3.225	.180	.00000000

Продолжение файла результатов REGIMR.RES

2	4	30.542	30.136	20.847	20.034	175.806	.406	.012	.813	.043.0000000
2	5	7.412	7.368	4.925	4.150	44.154	.044	.006	.775	.188.0000000
6	7	20.035	20.000	12.691	11.500	120.602	.035	.002	1.191	.104.0000000
6	8	10.009	10.000	5.770	5.770	60.353	.009	.001	.000	.000.0000000
4	3	30.136	30.000	20.365	17.000	179.794	.136	.005	3.365	.198.0000000

Номинальное напряжение - 35 кВ
 Номинальное напряжение - 6 кВ

УЗЛЫ

NY	MODU КВ	TANU	PH1 МВТ	QH1 МВАР	PG1 МВТ	QG1 МВАР	DPXX МВТ	DQXX МВАР
1	117.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
102	116.995	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
2	113.304	-.018	.000	.000	.000	.000	.000	.000
4	110.803	-.031	.000	.000	.000	.000	.000	.000
6	110.576	-.082	.000	.000	.000	.000	.000	.000
8	35.157	-.081	10.000	5.770	.000	.000	.000	.000
7	5.882	-.130	20.000	11.500	.000	.000	.000	.000
5	5.852	-.101	7.368	4.150	.000	.000	.000	.000
3	5.715	-.122	30.000	17.000	.000	.000	.000	.000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

ESIS -ЭНЕРГОСИСТЕМА -ЭНЕРГОСИСТЕМА
 UST -УЧАСТОК СЕТИ -ПРИМЕР 1

УНОМ кВ	ЧИСЛО ЛИНИИ	ЧИСЛО ТР-ОВ	ПОТЕРИ В ЛИНИЯХ				ПОТЕРИ В ТР-РАХ				ОБЩИЕ			
			DP МВт	%	DQ МВАР	%	DP МВт	%	DQ МВАР	%	DP МВт	%	DQ МВАР	%
110	3	3	1.1225	1.6319	2.2492	4.7147	.2964	.4309	8.5564	17.9360	1.4190	2.0628	10.8056	22.6507
35	0	0	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
6	0	0	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
ВСЕГО	3	3	1.1225	1.6319	2.2492	4.7147	.2964	.4309	8.5564	17.9360	1.4190	2.0628	10.8056	22.6507

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ СЕТИ (ПОДПРОГРАММА EQVTR)

УНОМ	ЭКВ.СОПР.ЛИНИИ, Ом по отношению к току, А				ЭКВ.СОПР.ТР-РОВ, Ом по отношению к току, А				ВСЕГО ЭКВ.СОПР., Ом по отношению к току, А							
КВ	ГУ СЕТИ		ГУ УНОМ		ГУ СЕТИ		ГУ УНОМ		ГУ ТР-РОВ		ГУ СЕТИ		ГУ УНОМ		ГУ ТР-РОВ	
	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом
110	413.08	2.19	413.08	2.19	413.08	.58	413.08	.58	418.27	.56	413.08	2.77	413.08	2.77	418.27	2.76
35	413.08	.00	758.38	.00	413.08	.00	758.38	.00	.00	.00	413.08	.00	758.38	.00	.00	.00
6	413.08	.008735.91	.00	413.08	.008735.91	.00	.00	.00	.00	.00	413.08	.008735.91	.00	.00	.00	.00
	по отношению к потоку, МВт				по отношению к потоку, МВт				по отношению к потоку, МВт							
110	68.79		68.79		68.79		68.79		67.66		68.79		68.79		67.66	
35	68.79		10.00		68.79		10.00		.00		68.79		10.00		.00	
6	68.79		57.37		68.79		57.37		.00		68.79		57.37		.00	

ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ СЕТИ

По отношению к току головного участка сети = 413.08 А

ЭКВ.СОПР.ЛИНИИ, Ом	ЭКВ.СОПР.ТР-РОВ, Ом	ЭКВ.СОПР.СЕТИ, Ом
2.19	.58	2.77

СУММАРНАЯ ПОТРЕБЛЯЕМАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ = 67.37 МВт
 СУММАРНАЯ ПОТРЕБЛЯЕМАЯ РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ = 38.42 МВАр
 СУММАРНАЯ ГЕНЕРИРУЕМАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ = 68.79 МВт
 СУММАРНАЯ ГЕНЕРИРУЕМАЯ РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ = 47.71 МВАр

ИТОГОВАЯ ТАБЛИЦА

=====

РАЙОН	УНОМ	ПОТЕРИ В ЛИНИЯХ				ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ				ВСЕГО	
		НАГРУЗОЧНЫЕ		КОРОНА		НАГРУЗОЧНЫЕ		Х.ХОД		МВт	%
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%		
	110	1.1225	1.6319	.0000	.0000	.2964	.4309	.0000	.0000	1.4190	2.0628
	35	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
	6	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
ВСЕГО		1.1225	1.6319	.0000	.0000	.2964	.4309	.0000	.0000	1.4190	2.0628

7.5. REGIMR. Последовательность выполнения работы

7.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы REGIMR.

7.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

7.5.3. Получить у преподавателя индивидуальное задание в виде схемы разомкнутой электрической сети 110-330 кВ одного номинального напряжения с нагрузками. Скопировать файл REGIMR.DAT под именем XXXXXXXX.DAT (где первые 6 символов – номер программы, 7 и 8 символ – порядковый номер студента в группе, например, 10622001. DAT).

7.5.4. Вычертить принципиальную и расчетную схемы замещения сети. Приближенно рассчитать параметры схемы замещения (схему сети и ее параметры можно взять из имеющейся учебно-методической литературы). В файле с именем XXXXXXXX.DAT набрать свои исходные данные.

7.5.5. Выполнить программу VYBOR.EXE и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES. Проанализировать полученные результаты.

7.5.6. Сформировать исходные данные для расчета режима сети с учетом зарядной мощности и потерь на корону. Повторить пункт 7.5.5 с новыми исходными данными.

7.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

7.6. REGIMR. Содержание отчета

7.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы VYBOR.

7.6.2. Схема разомкнутой электрической сети 110-330 кВ, распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

7.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы VYBOR.

7.7. REGIMR. Контрольные вопросы

7.7.1. Каково назначение программы REGIMR?

7.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы REGIMR?

7.7.3. Как работает алгоритм программы REGIMR?

7.7.4. Какова структура файла исходных данных программы REGIMR?

7.7.5. Что представляют собой результаты программы REGIMR?

7.7.6. Как программа REGIMR учитывает статические характеристики нагрузки?

7.7.7. Как учитываются удельные потери мощности на корону?

7.7.8. Как в программе REGIMR рассматриваются эквивалентные сопротивления электрических сетей?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8

Изучение программы DW10 детерминированной оценки режимов, потерь мощности и энергии в разомкнутых электрических сетях 6-10 кВ

8.1. DW10. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы DW10 детерминированной оценки режимов, потерь мощности и энергии в разомкнутых электрических сетях 6-10 кВ.

8.2. DW10. Назначение и краткая характеристика программы

Программа DW10 [3, 10] предназначена для оценки режимов, поэлементных расчетов потерь мощности и энергии в распределительной линии 6(10) кВ и подключенных к ней трансформаторах на основе детерминированных исходных данных.

Она может применяться при расчете потерь в элементах сети, их анализе, структуризации и прогнозировании, разработке организационно технических мероприятий по снижению потерь.

В качестве исходной информации (файл DW10.DAT) используются все топологические данные о структуре сети, приведенные на рис. 3. 2, и дополнительно режимные показатели. Эти показатели могут задаваться в виде максимальных токов и потоков энергии на "головных" участках распределительных линий и параметров нагрузочных узлов. Нагрузочный узел – это шины вторичного напряжения трансформаторных подстанций (ТП) 6(10)/0.4 кВ. Для одного узла необходимо задать его номер и нагрузку (максимальный ток, замеренный в собственный максимум ТП, или отпуск энергии с шин 0.4 кВ), время использования максимальной активной нагрузки и коэффициент мощности потребителя.

Учитывая, что некоторые из перечисленных режимных данных могут отсутствовать, в программе предусмотрено пять вариантов расчета.

Базовым (основным) вариантом расчета является первый, когда одновременно задаются ток и поток энергии на "головном" участке распределительной линии и режимная информация по нагрузочным узлам. В этом случае в основу алгоритма положен итерационный расчет режима сети, основанный на достижении балансов между расчетными (найденными в процессе вычислений по программе) и фактическими (заданными в исходной информации) токами и потоками энергии на "головных" участках линий. Балансы (в пределах заданной точности расчета) достигаются за счет корректировки (увеличения или уменьшения) первоначальных значений токов и потоков энергии по ТП.

Во многих случаях сбор нагрузок по понижающим подстанциям – весьма трудоемкая, а иногда и невозможная операция. Поэтому в программе предусмотрен вариант (4 – й вариант расчета) автоматического формирования нагрузок ТП путем распределения заданного в режимной информации максимального тока "головного" участка линии пропорционально номинальным мощностям ее распределительных

трансформаторов. Значения времени использования максимальной активной нагрузки и коэффициенты мощности потребителей в этом случае берутся из таблиц.

При наличии замеров нагрузок по всем ТП данной линии расчеты можно провести без режимных параметров "головного" участка (6 – й вариант расчета).

Кроме указанных, в программе заложены исследовательские варианты расчета (варианты 2 – 5), когда искомые режимные параметры по понижающим трансформаторным подстанциям определяются автоматически по своим статистическим характеристикам – математическим ожиданиям и среднеквадратическим отклонениям.

На печать выдаются (см. файл DW10.RES):

исходные данные;

откорректированная исходная информация (печатается при проведении расчетов по 1 варианту;

режим сети;

обобщенные режимные и топологические характеристики;

величина и структура расчетных и прогнозных значений потерь.

8.3. DW10. Основные теоретические сведения

Основные методические положения алгоритма программы DE10 изложены в [3, 10]. Здесь отметим лишь следующее.

Суммарная величина потерь электроэнергии dW_c в схеме одной распределительной линии (рис. 8.2) определяется суммой трех составляющих: нагрузочных (переменных) потерь в линейных $dW_{ли}$ и трансформаторных $dW_{ми}$ участках линии, и потерь холостого хода dW_{mx} (постоянных потерь) в понижающих трансформаторах 6(10)/0.4 кВ:

$$dW_c = dW_{ли} + dW_{ми} + dW_{mx}, \quad (8.1)$$

где

$$dW_{ли} = \sum_1^n (dW_{лиi}), \quad (8.2)$$

$$dW_{ми} = \sum_1^m (dW_{миj}), \quad (8.3)$$

$$dW_{mx} = \sum_1^m (dW_{mxj}), \quad (8.4)$$

n и m – соответственно число линейных и трансформаторных участков (системных трансформаторов).

Для определения потерь энергии рассчитывается режим сети, потоки и потери мощности на участках. Переход от потерь мощности к активным потерям энергии осуществляется по времени потерь или через эквивалентные сопротивления и коэффициенты формы графиков нагрузки:

Индивидуальные эквивалентные сопротивления линий $r_{эл}$ и трансформаторов $r_{эм}$ вычисляются по формулам:

$$r_{эл} = \frac{dP_{л}}{3I_{сy}^2}, \quad r_{эм} = \frac{dP_{м}}{3I_{сyм}^2}. \quad (8.5)$$

Здесь dP_n и dP_m – потери активной мощности соответственно в линейных ветвях и системных трансформаторах,

I_{cy} – нагрузка головного участка линии,

I_{cym} – суммарная токовая нагрузка системных трансформаторов.

Средневзвешенный коэффициент загрузки линейных участков определяется по отношению к допустимому току по нагреву проводов (кабелей), коэффициент загрузки понижающих трансформаторов рассчитывается по отношению к их номинальной мощности.

Расчеты отдельных распределительных линий выполняются последовательно друг за другом. Одновременно накапливаются потери электроэнергии и их структура по годам расчетного периода по двум структурным подразделениям энергосистемы, например, питающей подстанции и району электрических сетей (РЭС), РЭС и электросетевому предприятию (ПЭС), ПЭС и энергосистеме.

8.4. DW10. Работа с программой

RDAN	номер варианта расчета
MTT, PTT и PDOP	то же, что и в программе REKVIN
KPET	признак печати откорректированной исходной информации

Параметры задачи

ESIS	наименование верхнего структурного уровня: ПЭО, ПЭС
UST	наименование участка сети: ПЭС, РЭС
M3	число питающих подстанций
CT	годовой прирост электропотребления в сети, %
RRT	годы прогнозирования потерь
M6, M7, M8, M9 и M10	расчетный период (обычно 8760 час.)

Параметры питающей подстанции

PST	то же, что и в REKVIN
UNNS	номинальное напряжение низковольтных шин ТП, кВ
RUNOM	эксплуатационное напряжение на шинах питающей подстанции, кВ

Параметры головного участка линии

NL	номер (код) линии
AWGU	поток энергии на головном участке линии, МВт·ч
TWGU	заданная точность расчета (допустимый небаланс) по энергии, %
TOKGU	максимальный ток на головном участке линии, А
TTOKGU	точность расчета по току, %

Параметры ветвей

N1, N2, MAP и DLS	то же, что и в REKVIN
-------------------	-----------------------

Параметры узлов

NY	номер узла (ТП)
TE	нагрузка узла (максимальный ток в А с минусом, или поток энергии в МВт·ч с плюсом)
TM	время использования максимальной активной нагрузки, час
CS	коэффициент мощности ТП, о. е.

DE10. Правила подготовки данных

Подготовка данных для разных вариантов расчета по возможности унифицирована.

В исходных данных выделяются:

- номер варианта расчета;
- информационная карта управления печатью;
- параметры задачи;
- параметры подстанции;
- параметры головного участка;
- параметры ветвей;
- параметры узлов.

Подготовка данных для первого варианта расчета (с использованием режимных данных головного участка и понижающих потребительских подстанций)

Номер варианта расчета

Перфорируется в отдельной строке с 1 – й позиции:

1 вариант расчета

Информационная карта управления печатью

Перфорируется в отдельной строке. Числа повторения печати могут быть записаны в позициях 2, 15, 32, 47 и 62, а ключевые слова (ДАнные, РЕЖИМ, ЛИНИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, УЧАСТОК) – начиная с позиций 4, 19, 34, 49 и 64. В 77 – й позиции перфорируется значение КРЕТ (при КРЕТ = 1 откорректированная информация печатается, если КРЕТ = 2, то печати не будет).

Параметры задачи

Перфорируются в отдельной строке по формату

101 FORMAT(4A4, 4X, 4A4, 4X, I5, F5.0, F5.0, 5I5)

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 16	ESIS	4A4	наименование ПЭО
21 – 36	UST	4A4	наименование ПЭС
45	M3		3
46 – 50	CT	F5.0	8.
51 – 55	RRT	F5.0	8760.
57 – 60	M6		2000
62 – 65	M7		2001
67 – 70	M8		2002
72 – 75	M9		2003
77 – 80	M10		2004

Параметры подстанции

Перфорируются в отдельной строке по формату

103 FORMAT(4A4, 4X, I5, 5X, F5.0, F5.2, F5.2):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 16	PST	4A4	название п/ст
25	KL		3
31 – 35	UNOM	F5.0	10.0
36 – 40	UNNS	F5.2	0.4
41 – 45	RUNOM		10.4

Параметры головного участка линии

Одна строка для каждой распределительной линии. Формат:

109 FORMAT(A4, 2X, F14.0, 3F10.0)

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	NL	A4	РЛ-1
7 – 20	AWGU	F14.0	2000.
21 – 30	TWGU	F10.0	5.
31 – 40	ТОКГУ	F10.0	15.
41 – 50	ТТОКГУ	F10.0	5.

Параметры ветвей

Перфорируются как и для программы REKVIN по формату:

105 FORMAT(A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0, 10X, A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	N1	A4	1
6 – 9	N2	A4	2
11 – 18	MAP	A8	A-35
21 – 30	DLS	F10.0	1.2
41 – 44	N1	A4	2
46 – 49	N2	A4	3
51 – 58	MAP	A8	АБТП
61 – 70	DLS	F10.0	-63.

Параметры узлов

Информация о двух узлах перфорируется в одной строке по формату:

107 FORMAT(A4, 1X, 3 (F10.0), 5X, A4, 1X, 3 (F10.0)):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	NY	A4	4
6 – 15	TE	F10.0	-57.4
16 – 25	TM	F10.0	2500.
26 – 35	CS	F10.0	0.95
41 – 44	NY	A4	6
46 – 55	TE	F10.0	-86.3
56 – 65	TM	F10.0	2400.
66 – 75	CS	F10.0	0.85

Подготовка данных для четвертого варианта расчета (по режимным данным головного участка распределительной линии)

Подготовка данных для четвертого варианта расчета выполняется точно также, как и для первого варианта расчета, только вместо всех параметров узлов оставляется пустая строка.

Подготовка данных для шестого варианта расчета
(имеются нагрузки по всем ТП)

Выполняется точно также, как и для первого варианта расчета. Номер варианта расчета здесь следует писать: 6 вариант расчета.

Строка с режимными параметрами головного участка распределительной линии здесь присутствует, но на ней может быть только номер линии.

DE10. Формирование файла исходных данных

Структура файла исходных данных для программы DE10 зависит от используемого варианта расчета.

Первый вариант расчета

(файл DE10.DAT)

1. 1 строка – номер варианта расчета
2. 2 строка – информационная карта управления печатью
3. 3 строка – параметры задачи
4. 4 строка – параметры подстанции
5. 5 строка – параметры головного участка распределительной линии
6. 6 строка – параметры ветвей (первая строка)
- .
7. N строка – последняя строка параметров ветвей данной линии
8. N+1 строка – ** (две звездочки – признак конца ветвей)
9. N+2 строка – параметры узлов (последняя строка)
- .
10. M строка – последняя карта параметров узлов данной линии
11. M+1 строка – **.

Пункты 5 – 11 повторяются для каждой линии, пункты 4 – 11 – для каждой питающей подстанции.

Четвертый вариант расчета

(по режимным данным головного участка)

Файл данных для четвертого варианта расчета формируется точно также, как и для первого варианта расчета, только вместо информации о нагрузочных узлах будет одна пустая строка, а в строке с номером варианта – 4 вариант расчета.

Шестой вариант расчета

(заданы нагрузки по всем ТП)

Файл данных для шестого варианта расчета точно такой же, как и для первого варианта. Только в строке с номером варианта здесь будет – 6 вариант расчета.

Файл данных DE10.DAT

```

1 ВАРИАНТ
  1 ДАННЫЕ          1 ЛИНИЯ          1 ПОДСТАНЦИЯ  11 РЕЖИМ          1 УЧАСТОК          1
ЭНЕРГОСИСТЕМА      СЕТИ ПЭС              1
ЭНГЕЛЬС 110/10      1      10.00  .4010.50
5      1159.0000      5.0000      26.00      5.0000  2000.      0.9
1      10      А-70              .50              10      30              -400.00
10     11      А-70              .90              11      2              -30.00
11     12      А-70              .60              12      3              -160.00
12     13      А-70              .40              13      4              -60.00
13     14      А-70              1.15             14      5              -30.00
14     15      А-70              .20              15     16      АС-35              .16
16     6       АВТП              -100.00          15     17      АС-35              .35
17     18      АС-35              .35              18      7              -160.00
17     19      АС-35              .60              19      9              -250.00
**
4      -62.80  3000.00          .90              6              -41.60  3000.00          .90
9      -141.60 3000.00          .90              2              -50.00  3000.00          .90
30     -165.00 3000.00          .90              3              -162.00 3000.00          .90
5      -46.60  3000.00          .90              7              -150.40 3000.00          .90
**

```

Файл результатов DE10.RES

```

1 ВАРИАНТ
  1 ВАРИАНТ      ВВОДЯТСЯ РЕЖИМНЫЕ ДАННЫЕ: НАГРУЗКА(ТЕ),ВРЕМЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
                    МАКСИМАЛЬНОЙ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ(ТМ) КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ(CS)

```

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

```

  1 ДАННЫЕ          1 ЛИНИЯ          1 ПОДСТАНЦИЯ  11 РЕЖИМ          1 УЧАСТОК          1
0

```

П А Р А М Е Т Р Ы З А Д А Ч И

```

ЭНЕРГОСИСТЕМА  УЧАСТОК СЕТИ  КОЛ-ВО ПОДСТАНЦИЙ  КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА  РАСЧЕТНЫЙ  ГОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
                    В УЧАСТКЕ СЕТИ      ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ,%  ПЕРИОД, ЧАС          ПОТЕРЬ

```

Продолжение файла результатов DE10.RES

ЭНЕРГОСИСТЕМА СЕТИ ПЭС 1 0. 0. 0 0 0 0

П А Р А М Е Т Р Ы П О Д С Т А Н Ц И И

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД-СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХО-ДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ-ЖЕНИЕ ШИН В.Н.,КВ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ-ЖЕНИЕ ШИН Н.Н.,КВ	ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ НАПРЯ-ЖЕНИЕ ШИН В.Н.,КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.00	.40	10.50
РЛ-5	ФАКТИЧЕСКИЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ			- 1159.0000 МВт.ч
	НЕБАЛАНС ПО ЭНЕРГИИ НЕ БОЛЕЕ			- 5.0000 %
	МАКСИМАЛЬНЫЙ ТОК НА ГОЛОВНОМ УЧАСТКЕ			- 26.0000 А
	НЕБАЛАНС ПО ТОКУ НЕ БОЛЕЕ			- 5.0000 %

Р А С П Р Е Д Е Л И Т Е Л Ь Н А Я Л И Н И Я N-5

И С Х О Д Н А Я И Н Ф О Р М А Ц И Я О В Е Т В Я Х С Х Е М Ы

К О Л И Ч Е С Т В О В Е Т В Е Й - 18

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА
1	10	А-70	.50	10	30		-400.00
10	11	А-70	.90	11	2		-30.00
11	12	А-70	.60	12	3		-160.00
12	13	А-70	.40	13	4		-60.00
13	14	А-70	1.15	14	5		-30.00
14	15	А-70	.20	15	16	АС-35	.16
16	6	АВТП	-100.00	15	17	АС-35	.35
17	18	АС-35	.35	18	7		-160.00
17	19	АС-35	.60	19	9		-250.00

И С Х О Д Н А Я И Н Ф О Р М А Ц И Я О Б У З Л А Х С Х Е М Ы

К О Л И Ч Е С Т В О У З Л О В - 8

Продолжение файла результатов DE10.RES

НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ.Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ.Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ
4	-62.8	3000.	.90	6	-41.6	3000.	.90
9	-141.6	3000.	.90	2	-50.0	3000.	.90
30	-165.0	3000.	.90	3	-162.0	3000.	.90
5	-46.6	3000.	.90	7	-150.4	3000.	.90

ОТКОРРЕКТИРОВАННАЯ ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

П А Р А М Е Т Р Ы П О Д С Т А Н Ц И И

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД- СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХО- ДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н., КВ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН Н.Н., КВ	ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н., КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.00	.40	10.50

Р А С П Р Е Д Е Л И Т Е Л Ь Н А Я Л И Н И Я N-5

И С Х О Д Н А Я И Н Ф О Р М А Ц И Я О В Е Т В Я Х С Х Е М Ы

К О Л И Ч Е С Т В О В Е Т В Е Й - 18

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА
1	10	A-70	.50	10	30		-400.00
10	11	A-70	.90	11	2		-30.00
11	12	A-70	.60	12	3		-160.00
12	13	A-70	.40	13	4		-60.00
13	14	A-70	1.15	14	5		-30.00
14	15	A-70	.20	15	16	АС-35	.16
15	17	АС-35	.35	16	6	АВТП	-100.00
17	18	АС-35	.35	17	19	АС-35	.60
18	7		-160.00	19	9		-250.00

Продолжение файла результатов DE10.RES

И С Х О Д Н А Я И Н Ф О Р М А Ц И Я О Б У З Л А Х С Х Е М Ы

К О Л И Ч Е С Т В О У З Л О В - 8

НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ.Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ.Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ
30	-125.6	3000.	.90	2	-38.1	3000.	.90
3	-123.3	3000.	.90	4	-47.8	3000.	.90
5	-35.5	3000.	.90	6	-31.7	3000.	.90
7	-114.5	3000.	.90	9	-107.8	3000.	.90

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N-5

ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС . ПОДСТАНЦИЯ .ЭНГЕЛЬС 110/10.

: Н О М Е Р : ПОТОК МОЩНОСТИ ВЕТВИ: НАГРУЗКА: ЗАГРУЗКА: ЗАГРУЗКА: ПОТЕРИ МОЩНОСТИ : ПОТЕРИ : НАПРЯЖ.:											
:-----: : : : :-----: : : : :											
: НАЧАЛА:	: КОНЦА :	: АКТИВНЫЙ :	: РЕАКТИВН.:	: ВЕТВИ :	: ВЕТВИ :	: ТП :	: АКТИВН.:	: РЕАКТ. :	: НАПРЯЖ.:	: УЗЛОВ :	:
: :	: :-----: :	:-----: :	:-----: :	:-----: :	:-----: :	:-----: :	:-----: :	:-----: :	:-----: :	:-----: :	:
: ВЕТВИ :	: ВЕТВИ :	: КВТ :	: КВАР :	: А :	: ОТН.ЕД.:	: ОТН.ЕД.:	: КВТ :	: КВАР :	: КВ :	: КВ :	:
:-----: :-----: :-----: :-----: :-----: :-----: :-----: :-----: :-----: :-----: :-----: :											
: 1	: 10	: 392.49	: 221.21	: 26.01	: .10	: .00	: .47	: .35	: .013	: 10.487	:
: 10	: 30	: 78.32	: 37.93	: 5.02	: .00	: .22	: .27	: 1.04	: .080	: .416	:
: 10	: 11	: 313.12	: 171.28	: 20.61	: .08	: .00	: .53	: .40	: .018	: 10.469	:
: 11	: 2	: 23.73	: 11.49	: 1.52	: .00	: .88	: .59	: 1.27	: .411	: .402	:
: 11	: 12	: 289.26	: 158.89	: 19.05	: .07	: .00	: .30	: .23	: .011	: 10.458	:
: 12	: 3	: 76.90	: 37.24	: 4.93	: .00	: .53	: .80	: 2.51	: .213	: .410	:
: 12	: 13	: 211.86	: 116.84	: 13.97	: .05	: .00	: .11	: .08	: .006	: 10.452	:
: 13	: 4	: 29.81	: 14.44	: 1.91	: .00	: .55	: .40	: 1.01	: .240	: .408	:
: 13	: 14	: 181.82	: 100.61	: 12.00	: .05	: .00	: .23	: .17	: .014	: 10.438	:
: 14	: 5	: 22.12	: 10.71	: 1.42	: .00	: .82	: .51	: 1.11	: .383	: .402	:
: 14	: 15	: 159.57	: 88.99	: 10.55	: .04	: .00	: .03	: .02	: .002	: 10.436	:
: 15	: 16	: 19.75	: 9.56	: 1.27	: .01	: .00	: .00	: .00	: .000	: 10.436	:
: 15	: 17	: 139.82	: 79.43	: 9.28	: .05	: .00	: .08	: .04	: .005	: 10.431	:
: 16	: 6	: 19.75	: 9.56	: 1.27	: .00	: .22	: .00	: .00	: .000	: .417	:
: 17	: 18	: 71.89	: 39.38	: 4.73	: .03	: .00	: .02	: .01	: .003	: 10.428	:
: 17	: 19	: 67.93	: 40.05	: 4.55	: .03	: .00	: .03	: .02	: .005	: 10.426	:
: 18	: 7	: 71.39	: 34.58	: 4.58	: .00	: .50	: .69	: 2.16	: .197	: .409	:
: 19	: 9	: 67.21	: 32.55	: 4.31	: .00	: .30	: .36	: 1.23	: .115	: .412	:

РЕЖИМНЫЕ И ОБОБЩЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

ПОДСТАНЦИЯ - ЭНГЕЛЬС 110/10 РЛ- 5 У НОМ. 10. КВ

ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЛИНИИ	-	.8823	ОМ
ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	2.1451	ОМ
ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ СЕТИ	-	3.0274	ОМ
СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИИ	-	5.2100	КМ
СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	1190.0000	КВА
СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА	-	155.7143	КВА
ЧИСЛО ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ	-	10	
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ:			
ОБЩЕЕ	-	8	ШТ
СИСТЕМНЫХ	-	7	ШТ
АБОНЕНТСКИХ	-	1	ШТ
РАСЧЕТНЫЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ	-	1205.7860	МВТ.Ч
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	38.0837	МВТ.Ч
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	9.5923	МВТ.Ч
МАКСИМАЛЬНЫЙ ТОК НА ГОЛОВНОМ УЧАСТКЕ	-	26.0117	А
СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ЛИНИЙ	-	.0499	
СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	.5423	
СРЕДНЯЯ ДЛИНА УЧАСТКА	-	.5210	КМ

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N-5

ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС . ПОДСТАНЦИЯ .ЭНГЕЛЬС 110/10.0

: РАСЧЕТ: ПАРАМЕТРЫ ГОЛОВН. УЧ-КА :		П О Т Е Р И				Э Н Е Р Г И И			
: НЫЙ :	Т О К :	ЭНЕРГИЯ :	ХОЛОСТОГО ХОДА :	НАГРУЗОЧНЫЕ :	СУММАРНЫЕ :				
: ПЕРИОД:	/А/ :	/МВТ.Ч/ :	/МВТ.Ч/ :	% :	/МВТ.Ч/ :	% :	/МВТ.Ч/ :	% :	
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	

Продолжение файла результатов DE10.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО ПОДСТАНЦИИ .ЭНГЕЛЬС 110/10 .

ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС . 0

РАСЧЕТ: ПАРАМЕТРЫ ШИН ПОДСТАНЦИИ:			П О Т Е Р И Э Н Е Р Г И И							
Н	Т	Э	ХОЛОСТОГО ХОДА				НАГРУЗОЧНЫЕ		СУММАРНЫЕ	
ПЕРИОД:	/А/	/МВТ.Ч/	/МВТ.Ч/	%	/МВТ.Ч/	%	/МВТ.Ч/	%		
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158		
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158		
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158		
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158		
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158		

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД- СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХО- ДЯЩИХ ЛИНИЙ	П А Р А М Е Т Р Ы П О Д С Т А Н Ц И И		
		НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н.,КВ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН Н.Н.,КВ	ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н.,КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.00	.40	10.50
РАСЧЕТНЫЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ			-	1205.7860 МВТ.Ч
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ			-	38.0837 МВТ.Ч
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ			-	9.5923 МВТ.Ч
СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИЙ			-	5.2100 КМ
СРЕДНЯЯ ДЛИНА УЧАСТКА			-	.5210 КМ
СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ			-	1190.0000 КВА
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ:				
ОБЩЕЕ			-	8 ШТ
СИСТЕМНЫХ			-	7 ШТ
АБОНЕНТСКИХ			-	1 ШТ
СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА			-	170.0000 КВА

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО УЧАСТКУ СЕТИ .СЕТИ ПЭС .

ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА . 0

:РАСЧЕТ:		ПАРАМЕТРЫ УЧАСТКА СЕТИ :		П О Т Е Р И		Э Н Е Р Г И И		:	
: НЫЙ :	Т О К :	ЭНЕРГИЯ :	ХОЛОСТОГО ХОДА :	НАГРУЗОЧНЫЕ :	СУММАРНЫЕ :				
: ПЕРИОД:	/А/ :	/МВт.ч/ :	/МВт.ч/ :	% :	/МВт.ч/ :	% :	/МВт.ч/ :	% :	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО УЧАСТКУ СЕТИ .СЕТИ ПЭС .

ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА .

РАСЧЕТНЫЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ	-	1205.7860	МВт.ч
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	38.0837	МВт.ч
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	9.5923	МВт.ч
ЧИСЛО ЛИНИЙ В УЧАСТКЕ СЕТИ	-	1	ШТ
СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИЙ	-	5.2100	КМ
СРЕДНЯЯ ДЛИНА УЧАСТКА	-	.5210	КМ
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ:			
ОБЩЕЕ	-	8	ШТ
СИСТЕМНЫХ	-	7	ШТ
АБОНЕНТСКИХ	-	1	ШТ
СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	1190.0000	КВА
СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА	-	170.0000	КВА

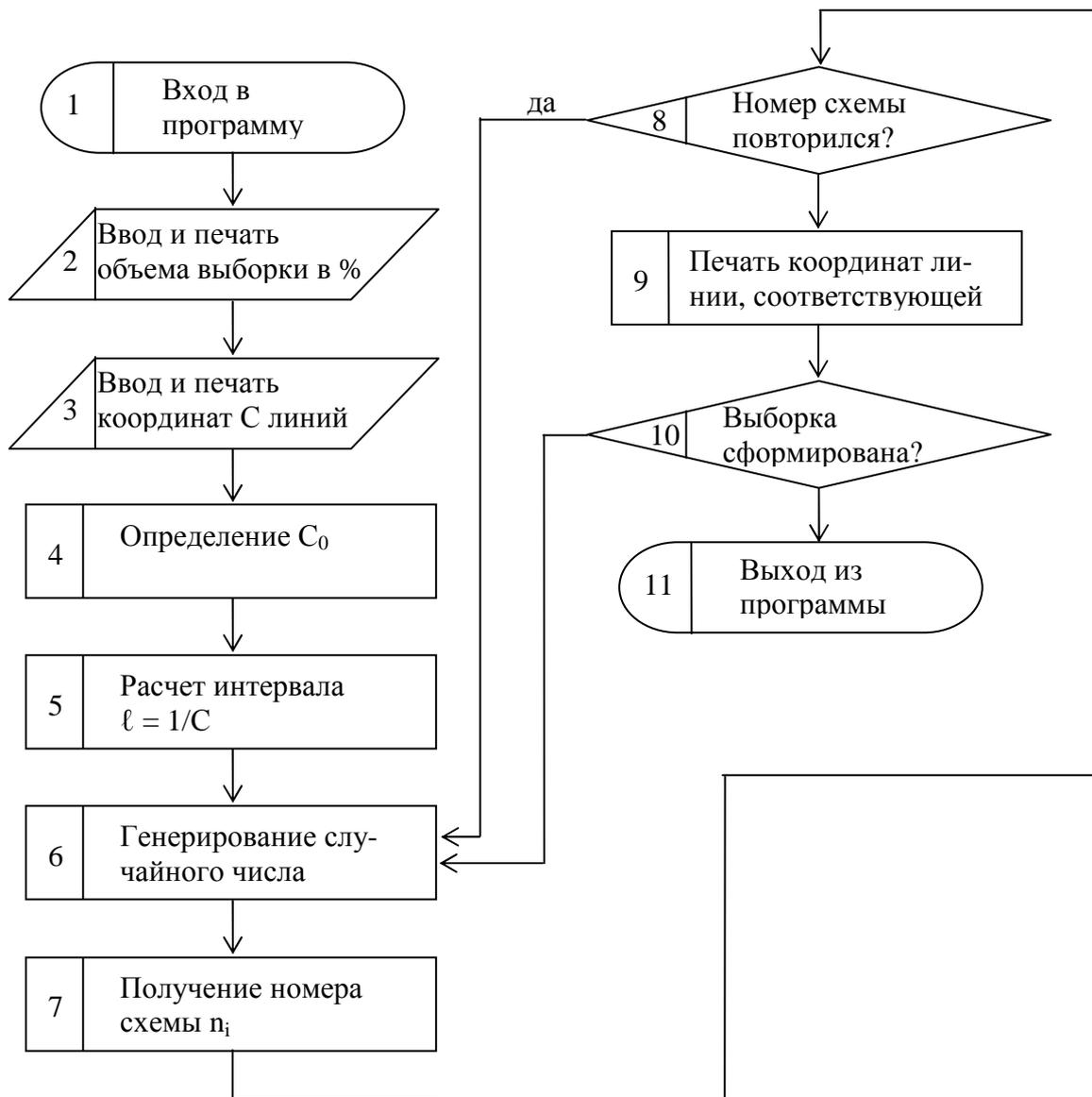


Рис. 8.1. Блок-схема программы DW10

8.5. DW10. Последовательность выполнения работы

8.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы DW10.

8.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

8.5.3. В качестве исследуемой сети взять схему распределительной линии 6-10 кВ из работы 3 (программа REKVIN). Скопировать файлы исходных данных под своими именами с расширениями .DAT1 (первый вариант расчета) .DAT2 (второй вариант), .DAT3 (третий вариант), .DAT4 (четвертый вариант), .DAT6 (шестой вариант).

8.5.4. В файле с именем XXXXXXXX.DAT2 набрать свои исходные данные и сохранить файл под тем же именем.

8.5.5. Выполнить программу DW10.EXE с файлом исходных данных XXXXXXXX.DAT2 и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES2.

8.5.6. В файле с именем XXXXXXXX.DAT6 набрать свои исходные данные (параметры узлов схемы взять из файла XXXXXXXX.RES2 и сохранить файл под тем же именем.

8.5.7. Выполнить программу DW10.EXE с файлом исходных данных XXXXXXXX.DAT6 и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES6.

8.5.8. В файле XXXXXXXX.DAT1 набрать свои исходные данные (параметры головного участка линии взять из файла XXXXXXXX.RES6) и сохранить файл под тем же именем.

8.5.9. Выполнить программу DW10.EXE с файлом исходных данных XXXXXXXX.DAT6 и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES6.

8.5.10. Выполнить программу DW10.EXE с файлом исходных данных XXXXXXXX.DAT4 и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES4.

8.5.11. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

8.6. DW10. Содержание отчета

8.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы DW10.

8.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

8.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы DW10.

8.7. DW10. Контрольные вопросы

8.7.1. Каково назначение программы DW10?

8.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы DW10?

8.7.3. Как работает алгоритм программы DW10?

8.7.4. Какова структура файла исходных данных программы DW10?

8.7.5. Чем отличаются результаты по программе DW10 между собой?

8.7.6. Какой вариант расчета, на Ваш взгляд, является наилучшим и почему?

8.7.7. Какие недостатки программы DW10 Вы видите?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9

Изучение программы DW1000 поэлементных расчетов потерь энергии в электрических сетях 0,38 кВ

9.1. DW1000. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы DW1000 поэлементных расчетов потерь энергии в электрических сетях 0,38 кВ.

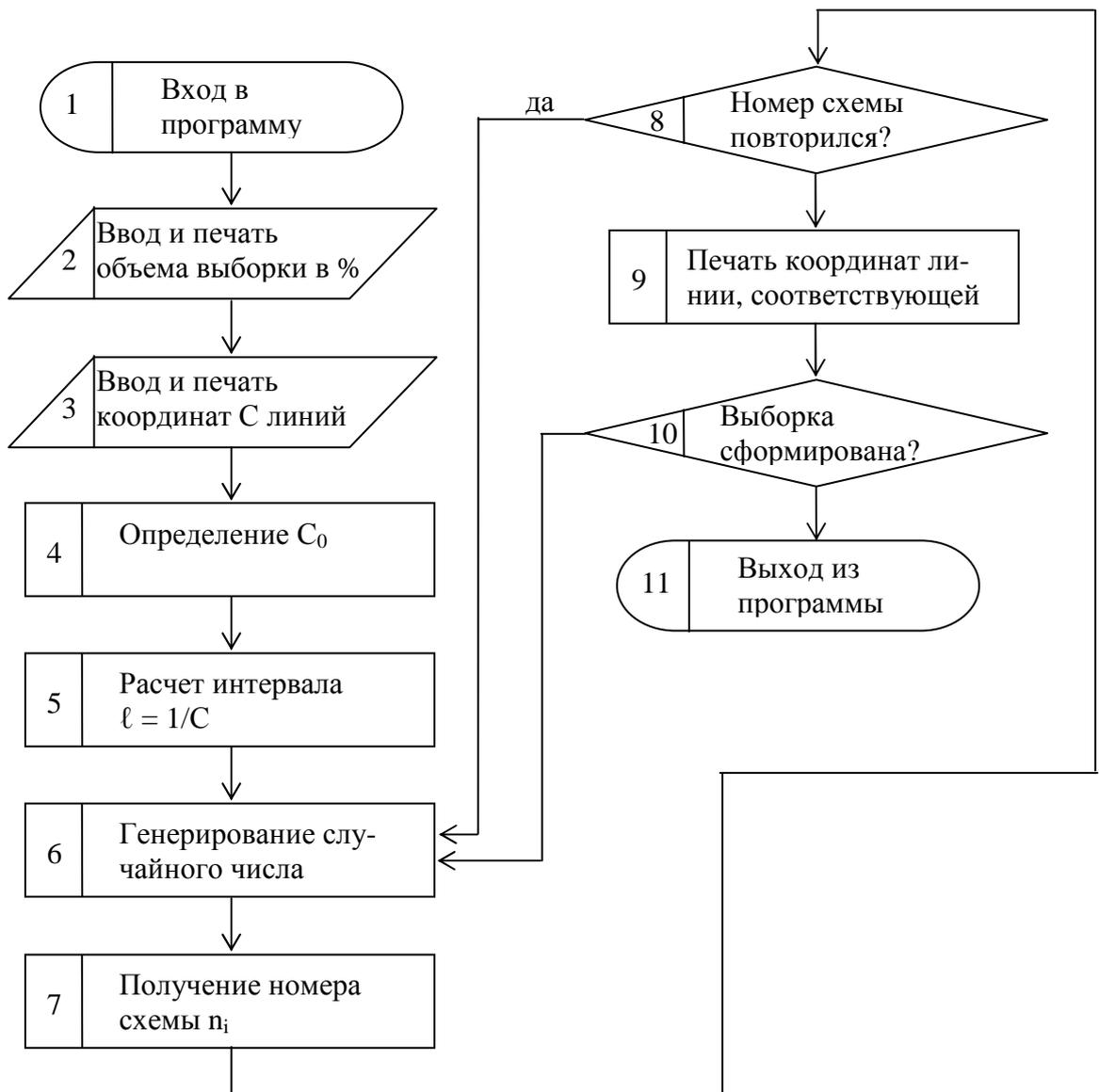


Рис. 9.2. Блок-схема программы DW1000

9.2. DW1000. Назначение и краткая характеристика программы

Программа DW1000 [3, 11] предназначена для оценки режимов и поэлементных расчетов потерь мощности и энергии в произвольной совокупности распределитель-

ных линий 0,38 кВ с использованием детерминированных исходных данных и может применяться при оценке величины потерь, их анализе и прогнозировании, а также разработке организационно – технических мероприятий по снижению потерь.

В качестве исходной информации используются топологические данные о схеме распределительной линии (рис. 9.1) – номера начал и концов схемы сети, марки и длины проводов фаз (кабелей), число фаз, марка нулевого провода; и режимные данные по головному участку линии – максимальный ток или расход энергии, время использования максимальной активной нагрузки и коэффициент мощности, по возможности, токи отдельных фаз.

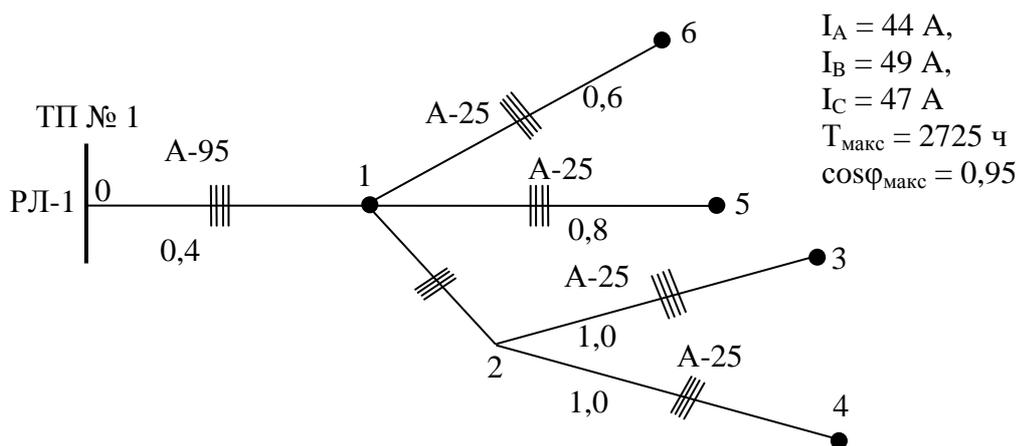


Рис. 9.1. Расчетная схема распределительной сети 0.33

9.3. DW1000. Основные теоретические сведения

В зависимости от имеющейся режимной информации в программе DW1000 предусмотрены три варианта расчета.

Первый (основной) вариант используется, когда режимные показатели (токи, энергия, время использования максимума и коэффициент мощности) известны только для головного участка линии. Подробно этот вариант описан в [3].

Для второго варианта должны быть заданы токовые нагрузки фаз во всех узлах сети. Третий вариант – комбинация первых двух. Для него задаются режимная информация на головном участке и фазные токи в отдельных (с ярко выраженной сосредоточенной нагрузкой) узлах сети.

Во всех случаях для определения потерь электроэнергии dW_n рассчитывается режим сети 0.38 кВ, токи и потери активной мощности на участках линии dP_{ni} . Значение суммарных потерь dW_n в схеме одной распределительной линии вычисляется по формуле

$$dW_n = dP_n \cdot \tau, \quad (9.1)$$

где τ – время потерь (вычисляется как и в программе DE10).

Величина dP_n определяется в зависимости от используемого варианта расчета.

Для первого и второго вариантов значение

$$dP_n = \sum_{i=1}^m (dP_{ni}), \quad (9.2)$$

где m – общее число участков в схеме, а для третьего варианта:

$$dP_{\lambda} = dP_{\lambda i}^{\prime} + dP_{\lambda i}^{\prime\prime}, \quad (9.3)$$

где

$$dP_{\lambda}^{\prime} = \sum_{k=1}^n (dP_{\lambda k}), \quad dP_{\lambda}^{\prime\prime} = \sum_{j=1}^l (dP_{\lambda j}). \quad (9.4)$$

Здесь n – количество участков схемы, по которым протекают заданные узловые токи нагрузки, а $l = m - n$.

Величины $dP_{\lambda i}$ для первого варианта расчета и $dP_{\lambda j}$ определяются через эквивалентные токи и коэффициенты выполнения схемы или по плотности тока [3], а значения $dP_{\lambda i}$ для второго варианта расчета и $dP_{\lambda k}$ – по токам на участках линии I_i , найденным по первому закону Кирхгофа, и активным сопротивлениям участков r_i :

$$dP_{\lambda i} = I_i^2 \cdot r_i. \quad (9.5)$$

9.4. DW1000. Работа с программой

DW1000. Описание параметров

IPRIS	номер варианта расчета
MTT, PTT	тоже, что и в программе DE10
ESIS, UST, RRT	тоже, что и в программе DE10
IP	число потребительских подстанций 6(10)/0.4 кВ в участке сети
LET	годы прогнозирования потерь

Параметры задачи

PST, UNOM	то же, что и в программе DE10
LIM	число распределительных линий 0.38 кВ одной ТП

Параметры подстанции

NOM3	номер линии
AI	ток фазы А, А
BI	ток фазы В, А
CI	ток фазы С, А
TMAX	время использования максимальной активной нагрузки, ч
COR	коэффициент мощности
RM	признак алгоритма

Параметры ветвей

N1, N2, MARKA	то же, что и в программе DE10
SF	сечение фазного провода, мм ²
SN	сечение нулевого провода, мм ²
DLINA	длина участка линии, км
KOL1	число фазных проводов

KOL2	наличие нулевого провода (1 – есть, 0 – нет)
ТОКА	ток в узле фазы А, А
ТОКВ	ток в узле фазы В, А
ТОКС	ток в узле фазы С, А

DW1000. Правила подготовки данных

Подготовка данных для всех трех вариантов расчета по программе DW1000 унифицирована. В программе используется бесформатный ввод, поэтому в тех случаях, когда токи в узлах сети отсутствуют, необходимо перфорировать 0 (нули). Данные перфорируются через пробел или запятую.

В исходных данных выделяются:

номер варианта расчета;

информационная строка управления печатью;

параметры задачи;

параметры подстанций;

параметры отходящей линии.

Номер варианта расчета

Номер варианта расчета – это целые числа 1, 2 или 3.

Вариант 1 – расчет выполняется по режимным данным головного участка. Токи в узлах сети отсутствуют.

Вариант 2 – заданы токи фаз во всех узлах сети.

Вариант 3 – заданы: режимная информация на головном участке линии и токи фаз в отдельных узлах (узлах с преобладающей сосредоточенной нагрузкой) сети.

Информационная строка управления печатью

В данной программе информационная строка перфорируется в виде набора:
<число повторения печати ‘ключевое слово’>

Все ключевые слова заключаются в апострофы, например:

1 ‘ДАННЫЕ’ 11 ‘РЕЖИМ’ 1 ‘ЛИНИЯ’

Первая цифра двухзначного числа перед словом РЕЖИМ означает порядковый номер года прогнозирования, вторая цифра обозначает число экземпляров печати.

Параметры задачи

Перфорируются в отдельной строке в виде:

‘ESIS’ ‘UST’ IP COEF RRT LET(1) LET(2) LET(3) LET(4) LET(5),

например:

‘ЭНЕРГОСИСТЕМА Б’ ‘УЧАСТОК 1’ 5 8 8760. 2000 2001 2002 2003 2004

Параметры подстанции

Перфорируются в отдельной строке и имеют вид:

‘PST’ LIM UNOM,

например:

‘подстанция 1’ 2 0.4

Параметры головного участка

Одна строка для отдельной распределительной линии 0.38 кВ. Эта строка имеет вид:

NOM3 AI BI CI TMAX COR ‘RM’ или
1 79.5 75. 79. 2000. 0.72 ‘J=CONST’

Признак алгоритма $J = const$ пишется для радиально – лучевых линий, питающих сконцентрированные нагрузки. Для всех разветвленных линий $J \neq const$.

Параметры ветвей

В одной строке дисплея размещается информация об одной ветви. Она (строка) имеет вид:

N1 N2 ‘МАРКА’ SF SN DLINA KOL1 KOL2 ТОКА ТОКВ ТОКС

Пример:

1 2 ‘А’ 50 35 0.15 3.1 5.68 4.34 6.04

Для всех алюминиевых проводов (кабелей) вместо марки пишется только буква ‘А’, для медных – ‘М’. Напоминаем, что если значения ТОКА, ТОКВ, ТОКС равны 0, то нули перфорируются. Последняя строка параметров ветвей всегда имеет вид:

555 1 ‘А’ 1 1 1 1 1 1

DW1000. Формирование файла данных

Файл исходных данных программы DW1000 имеет следующую структуру:

номер варианта расчета;

информационная строка;

строка параметров задачи;

параметры подстанции;

параметры отходящей линии;

данные о ветвях данной линии;

последняя строка параметров ветвей.

Информация о каждой распределительной линии перфорируется по пунктам 5 – 7, о каждой подстанции – по пунктам 4 – 7.

```

1 ДАННЫЕ      11 РЕЖИМ      1 ПОДСТАНЦИЯ  1 ЛИНИЯ      1 УЧАСТОК
'БЕЛЭНЕРГО'  'МИ-РСКИЙ РЭС' 1 1. 8760. 1991 1992 1993 1994 1995
'2' 1 0.380
1 79.0 79.0 79.0 2000 0.72 'J#CONST'
1 2 'A' 50 16 0.15 3 1 .00 .00 .00
2 3 'A' 50 16 0.21 3 1 18.23 20.23 19.989
2 4 'A' 50 16 0.15 3 1 0.00 0.00 0.00
4 5 'A' 16 16 0.02 3 1 0.00 0.00 0.00
4 6 'A' 16 16 0.08 2 1 0.00 0.00 0.00
4 7 'A' 16 16 0.30 3 1 24.81 26.01 28.00
555 1 'A' 1 1 0.01 1 1 1 1 1
    
```

Файл результатов DW1000.RES

```

                2 ВАРИАНТ РАСЧЕТА
ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ
1 ДАННЫЕ      11 РЕЖИМ      1 ПОДСТАНЦИЯ  1 ЛИНИЯ      1 УЧАСТОК
                П А Р А М Е Т Р Ы  З А Д А Ч И
ЭНЕРГОСТС ТЕМА УАСТОК СЕТИ  КОЛ-ВО ПОДСТАНЦИЙ  ПРИРОСТ ЭЛЕКТРО-  РАСЧЕТНЫЙ  ГОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ
                В УЧАСТКЕ СЕТИ  ПОТРЕБЛЕНИЯ,%  ПЕРИОД, ЧАС
БЕЛЭНЕРГО      МИ-РСКИЙ РЭС      1                1.                8760.  1991  1992  1993  1994  1995

                П А Р А М Е Т Р Ы  П О Д С Т А Н Ц И И
                НОМЕР ТП                ЧИСЛО ОТХО-  НАПРЯЖЕНИЕ
                2                ДЯЩИХ ЛИНИИЙ  ШИН, КВ
                1                .380

    Р А С П Р Е Д Е Л И Т Е Л Ь Н А Я  Л И Н И Я  N-  1
    П А Р А М Е Т Р Ы  Г О Л О В Н О Г О  У Ч А С Т К А
    ТОК                ТОК                ТОК                ВРЕМЯ  КОЭФФИЦ.  ПРИЗНАК
    ФАЗЫ                ФАЗЫ                ФАЗЫ                МАКСИМ.  МОЩНОСТИ  АЛГОРИТМА
    А                    В                    С                    НАГРУЗКИ
    /А/                /А/                /А/                /Ч/
    79.0                79.0                79.0                2000.    .72        J#CONST
    
```

Продолжение файла результатов DW1000.RES

И С Х О Д Н А Я И Н Ф О Р М А Ц И Я О В Е Т В Я Х С Х Е М Ы

К О Л И Ч Е С Т В О В Е Т В Е Й - 6

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	СЕЧЕНИЯ ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ	СЕЧЕНИЕ НУЛЕВОГО ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ В КМ	ЧИСЛО ФАЗ ВЕТВИ	НАЛИЧИЕ НУЛЕВОГО ПРОВОДА	ТОК ФАЗЫ А,А	ТОК ФАЗЫ В,А	ТОК ФАЗЫ С,А
1	2	А	50	16	.15	3	1	.000	.000	.000
2	3	А	50	16	.21	3	1	18.230	20.230	19.989
2	4	А	50	16	.15	3	1	.000	.000	.000
4	5	А	16	16	.02	3	1	.000	.000	.000
4	6	А	16	16	.08	2	1	.000	.000	.000
4	7	А	16	16	.30	3	1	24.810	26.010	28.000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N- 1

ЭНЕРГОСИСТЕМА БЕЛЭНЕРГО . УЧАСТОК СЕТИ .МИ-РСКИЙ РЭС . ТП N-2

```

-----
:   Н О М Е Р   : Ч И С Л О   :   Н А Л И Ч И Е : Т О К   В Е Т В И   Э К В И В А Л Е Н Т - :   П О Т Е Р И   :   Н А П Р Я Ж Е - :
:-----:      :      :      :      :      :      :      :      :      :      :      :
: НАЧАЛА : КОНЦА : ФАЗНЫХ : НУЛЕВОГО :-----: МОЩНОСТИ : НАПРЯЖ. : УЗЛОВ :
:      :      :      :      :      :      :      :      :      :      :
: ВЕТВИ : ВЕТВИ : ПРОВОДОВ : ПРОВОДА :      : В /А/ : В /А/ :      :      :      :      :
-----
:   1   :   2   :   3   :   1   :      : .000 : .000 :      : .000 : .380 :
:   2   :   3   :   3   :   1   :      : 19.483 : .000 :      : .15 : .003 : .377 :
:   2   :   4   :   3   :   1   :      : .000 : .000 :      : .00 : .000 : .380 :
:   4   :   5   :   3   :   1   :      : .000 : .000 :      : .00 : .000 : .380 :
:   4   :   6   :   2   :   1   :      : .000 : .000 :      : .00 : .000 : .380 :
:   4   :   7   :   3   :   1   :      : 26.273 : .000 :      : 1.23 : .016 : .364 :
-----

```

Продолжение файла результатов DW1000.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N- 1

ЭНЕРГОСИСТЕМА .БЕЛЭНЕРГО . УЧАСТОК СЕТИ .МИ-РСКИЙ РЭС . ТП N-2

```

-----
:РАСЧЕТ: ПАРАМЕТРЫ ГОЛОВН. УЧ-КА : П О Т Е Р И :
:
: НЫЙ : Т О К : ЭНЕРГИЯ : М О Щ Н О С Т И : Э Н Е Р Г И И :
:
: ПЕРИОД: А : КВТ.Ч : КВТ : % : КВТ.4 : % :
-----
: 1991 : 79.000 : 74785.830 : 1.377 : 3.683 : 1675.891: 2.241 :
: 1992 : 79.790 : 75533.690 : 1.405 : 3.720 : 1709.576: 2.263 :
: 1993 : 80.588 : 76289.020 : 1.433 : 3.757 : 1743.939: 2.286 :
: 1994 : 81.394 : 77051.910 : 1.462 : 3.794 : 1778.992: 2.309 :
: 1995 : 82.208 : 77822.420 : 1.491 : 3.832 : 1814.750: 2.332 :
-----

```

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО ПОДСТАНЦИИ N-2
ЭНЕРГОСИСТЕМА .БЕЛЭНЕРГО . УЧАСТОК СЕТИ .МИ-РСКИЙ РЭС .

```

-----
:РАСЧЕТ: ПАРАМЕТРЫ ШИН ТП : П О Т Е Р И :
:
: НЫЙ : Т О К : ЭНЕРГИЯ : М О Щ Н О С Т И : Э Н Е Р Г И И :
:
: ПЕРИОД: А : КВТ.Ч : КВТ : % : КВТ.4 : % :
-----
: 1991 : 79.000 : 74785.830 : 1.377 : 3.683 : 1675.891: 2.241 :
: 1992 : 79.790 : 75533.690 : 1.405 : 3.720 : 1709.576: 2.263 :
: 1993 : 80.588 : 76289.020 : 1.433 : 3.757 : 1743.939: 2.286 :
: 1994 : 81.394 : 77051.910 : 1.462 : 3.794 : 1778.992: 2.309 :
: 1995 : 82.208 : 77822.420 : 1.491 : 3.832 : 1814.750: 2.332 :
-----

```

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО УЧАСТКУ СЕТИ .МИ-РСКИЙ РЭС .
ЭНЕРГОСИСТЕМА .БЕЛЭНЕРГО .

```

-----
:РАСЧЕТ: ПАРАМЕТРЫ УЧАСТКА СЕТИ : П О Т Е Р И :
:
: НЫЙ : Т О К : ЭНЕРГИЯ : М О Щ Н О С Т И : Э Н Е Р Г И И :
:
: ПЕРИОД: А : КВТ.Ч : КВТ : % : КВТ.4 : % :
-----
: 1991 : 79.000 : 74785.830 : 1.377 : 3.683 : 1675.891: 2.241 :
: 1992 : 79.790 : 75533.690 : 1.405 : 3.720 : 1709.576: 2.263 :
: 1993 : 80.588 : 76289.020 : 1.433 : 3.757 : 1743.939: 2.286 :
: 1994 : 81.394 : 77051.910 : 1.462 : 3.794 : 1778.992: 2.309 :
: 1995 : 82.208 : 77822.420 : 1.491 : 3.832 : 1814.750: 2.332 :
-----

```

9.5. DW1000. Последовательность выполнения работы

9.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы DW1000.

9.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

9.5.3. Получить у преподавателя индивидуальное задание в виде схемы одной распределительной линии 0,38 кВ. Скопировать файлы исходных данных кон-

трольных примеров под своими именами с расширениями DAT1 (первый вариант расчета), DAT2 (второй вариант расчета), DAT3 (третий вариант расчета).

9.5.4. В файле с именем XXXXXXXX.DAT набрать свои исходные данные и сохранить файл под тем же именем.

9.5.5. Выполнить программу DW100.EXE с файлом исходных данных XXXXXXXX.DAT1 и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES1.

9.5.6. Повторить п.п. 9.5.4, 9.5.5 с файлами с расширениями DAT2, DAT3, RES2, RES3.

9.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

9.6. DW1000. Содержание отчета

9.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы DW1000.

9.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

9.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы DW1000.

9.7. DW1000. Контрольные вопросы

9.7.1. Каково назначение программы DW1000?

9.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы DW10?

9.7.3. Как работает алгоритм программы DW1000?

9.7.4. Какова структура файла исходных данных программы DW1000?

9.7.5. Чем отличаются результаты расчетов по программе DW1000 между собой?

9.7.6. Какой вариант расчета, на Ваш взгляд, является наилучшим и почему?

9.7.7. Какие недостатки программы DW10 Вы видите?

9.7.8. Как рассчитать сеть 0,38 кВ, если нагрузки потребителей всех фаз заданы?

9.7.9. К увеличению или к уменьшению потерь в сети приводит несимметричная загрузка фаз и почему?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 10

Изучение программы VYBORR выборочного метода оценки потерь электроэнергии в распределительной сети 0,38-10 кВ

10.1. VYBORR. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы VYBORR выборочного метода оценки потерь электроэнергии в распределительной сети 0,38-10 кВ.

10.2. VYBORR. Назначение и краткая характеристика программы

Программа VYBORR [3, 1] предназначена для ориентировочной оценки суммарной величины потерь электроэнергии в генеральной совокупности электрических сетей 0,38 – 6 – 10 кВ с большим числом распределительных линий.

Программа позволяет получить искомую величину потерь в распределительных сетях рассматриваемого структурного подразделения (энергосистемы, электросетевого предприятия) на основе поэлементных расчетов потерь, выполняемых для некоторой, небольшой по сравнению с общим объемом, части сети.

В качестве исходных данных (см. файлы VYB1.DAT и VYB2.DAT) используются: полный перечень распределительных линий подразделения (VYB1.DAT), результаты поэлементных расчетов потерь электроэнергии в распределительных линиях представительной выборки (VYB2.DAT), полученные на базе детерминированной топологической и режимной информации по программам DW1000 или DE10, и некоторые общие данные (координаты рассчитываемой сети, суммарный отпуск энергии и др.).

В итоговых результатах расчета (файл VYB2.RES) имеем искомую суммарную величину потерь в районе в именованных единицах и в процентах и ее доверительный интервал.

10.3. VYBORR. Основные теоретические сведения

Основные методические положения алгоритма программы VYBORR разработаны и подробно изложены в [3, 12]. Здесь отметим следующее.

Расчеты по программе VYBORR носят вероятностный характер и выполняются в два этапа. На первом этапе определяется заданный объем схем выборки (файл VYB1.RES), после чего расчеты по программе VYBORR прерываются. Схемы выборки кодируются и рассчитываются по программе DW1000 (при расчете сетей 0,38 кВ) или DW10 (для сетей 6 – 10 кВ). После этого работа программы VYBORR возобновляется – делается попытка распространения полученных результатов поэлементных расчетов потерь в схемах выборки на всю сеть. Если она успешная (выборка оказалась репрезентативной), то определяется искомая совокупная величина потерь (файл VYB2.RES). Если нет, то первоначальный объем выборки дополняется до получения представительного числа схем и расчеты продолжают до получения результата требуемой точности и надежности.

Следует отметить, что при расчете сетей 6 – 10 кВ в программе VYBORR могут использоваться три различные аналитические оценки потерь:

$$dW_{sum} = M^* \left(\frac{dW_1}{W} \right) \cdot W_{sum}, \quad (10.1)$$

$$dW_{sum} = M^* \left(\frac{dW_1 - dW_{zy}}{W} \right) \cdot W_{sum} + \sum_{i=1}^N (dW_{zyi}), \quad (10.2)$$

$$dW_{sum} = M^* \left(\frac{dW_1 - dW_{zy} - dW_{xx}}{W} \right) \cdot W_{sum} + \sum_{i=1}^N (dW_{zyi}) + \sum_{j=1}^M (dW_{xxj}). \quad (10.3)$$

В данных формулах:

dW_{sum} – суммарная величина потерь электроэнергии в районе, включающем N распределительных линий;

dW_1 – потери в схеме i – й линии;

W и W_{sum} – отпуск энергии соответственно в схему одной линии (W) и в сеть всего района (W_{sum});

dW_{zy1} – потери электроэнергии на головном участке линии;

dW_{xxj} – потери в стали трансформаторов i – й линии (M – общее число распределительных трансформаторов в районе);

$M^* ()$ – символ математического ожидания.

10.4. Основные теоретические сведения

VYBORR. Описание переменных

KVR	признак расчета
EN	энергосистема
UCHS	участок сети
NOMN	номинальное напряжение
VPROC	объем выборки в процентах
DOPP	допустимая погрешность расчета, %
T	параметр T
SOTEN	отпуск электроэнергии в сеть района, МВт·ч
KLIN	суммарное число линий в сети района
SKOLTR	суммарное количество трансформаторов 6 – 10 кВ в сети района
SKOLT1	суммарное количество трансформаторов 6 – 10 кВ в схемах выборки
PODST1, PODST2	название питающей подстанции
NLIN	вектор номеров распределительных линий
OTEN	отпуск электроэнергии в сеть распределительной линии, МВт·ч
POTEN	потери электроэнергии в схеме линии (нагрузочные или суммарные), МВт·ч
DWGU	потери электроэнергии на головном участке линии, МВт·ч
DWXX	потери электроэнергии в стали понижающих трансформаторов 6 – 10/0.4 кВ, МВт·ч

VYBORR. Правила подготовки данных

В исходных данных выделяются:

признак расчета;

параметры задачи;

объем выборки;

координаты линий (файл VYB1.DAT);

общие данные;

данные для расчета потерь электроэнергии в районе (файл VYB2.DAT).

Координаты линий и данные для расчета потерь считываются с диска, остальная информация вводится с клавиатуры.

Подготовка данных для программы VYBORR зависит от вида расчета – определение первоначального состава выборки или суммарной величины потерь в районе.

Подготовка данных для определения первоначального состава выборки

1. Признак расчета

Перфорируется в отдельной строке бесформатно:

0 – при определении состава выборки.

2. Параметры задачи

Параметры задачи – это параметры EN, UCHS и NOMN, каждый из которых бесформатно перфорируется в отдельной строке:

EN

UCHS

NOMN

3. Объем выборки

Объем выборки перфорируется в отдельной строке, например: 15.

4. Координаты линий

Координаты линий – это наименования питающих подстанций и номера линий. Для работы программы файл VYB1.DAT готовится заранее.

Координаты одной линии перфорируются в отдельной строке по формату

19 FORMAT(4A4,4X,I5):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 16	PODST1,PODST2	ПОСТАВЫ
21 – 25	NLIN	505

В конце координат всех линий в отдельной строке записываются две звездочки
– **.

Подготовка данных для определения потерь
признак расчета (его значение равно 1);
параметры задачи;
объем выборки;
общие данные;
данные для расчета потерь в районе (файл VYB2.DAT).

Подготовка данных по пунктам 1, 2, 3 описана выше.

5. Общие данные

Это параметры DOPP, T, SOTEN, KLIN, SKOLTR, SKOLT1, каждый из которых перфорируется бесформатно в отдельной строке.

6. Данные для расчета потерь в районе

Файл, содержащий данные по линиям, должен быть подготовлен заранее (в качестве примера см. VYB2.DAT).

По каждой распределительной линии в отдельной строке могут быть отперфорированы пять показателей:

PODST1 PODST2 NLIN OTEN POTEN DWGU DWXX.

Кодировка этих показателей производится по формату:

FORMAT(2A8,4X,I5,4F10.2)

В конце данных в отдельной строке записываются две звездочки – **.

Файл данных VYB1.DAT

0		ЦПР ДИСНА	511
Энергосистема		ЦПР ДИСНА	5
УЧАСТОК СЕТИ ПЭС		ВОЛКОЛАТА	502
6-10		ДОКШИЦЫ	501
15		ДОКШИЦЫ	507
ШАРКОВЩИНА	501	БЕГОМЛЬ	503
ШАРКОВЩИНА	505	БРАСЛАВ	508
ШАРКОВЩИНА	508	БРАСЛАВ	504
ЛУЖКИ	506	БРАСЛАВ	501
ЛУЖКИ	504	ОПСА	501
КУРИЛОВИЧИ	502	ВИЗДЫ	505
МИОРЫ	502	КОЗЬЯНЫ	505
ГЛУБОКОЕ	501	ДРУЯ	504
ГЛУБОКОЕ	506	ДРУЯ	501
ГЛУБОКОЕ	510	БРАСЛАВСКАЯ ГРЭС	504
КОЗЬЯНЫ	501	ИОДЫ	502
ВОРОПАЕВО	503	ВЕРХНЕЕ	506
ВОРОПАЕВО	506	ПОДСВИЛЬЕ	500
ЛЫНТУПЫ	501	ПОДСВИЛЬЕ	503

Продолжение файла данных VYB1.DAT

КОМАИ	501
МИОРЫ	504
МИОРЫ	508
ПОГОСТ	502
ЯЗНО	501
ЦПР ДИСНА	510
ЦПР ДИСНА	513
ВОЛКОЛАТА	501
ВОЛКОЛАТА	504
ДОКШИЦЫ	506
БЕГОМЛЬ	502
БЕГОМЛЬ	505
БРАСЛАВ	506
БРАСЛАВ	502
ОПСА	503
ВИДЗЫ	504
ВИДЗЫ	502
КОЗЬЯНЫ	502
ДРУЯ	503
ПУТЬ К КОММУНИЗМ	503
ДРУЖБА НАРОДОВ	502
ВЕРХНЕЕ	505
ВЕРХНЕЕ	508
ПОДСВИЛЬЕ	502
ПОСВИЛЬЕ	505
ПРОЗОРКИ	500
ПОСТАВЫ	501
ПОСТАВЫ	507
КОМАИ	503
КОМАИ	508
ПОСТАВЫ	135
ШАРКОВЩИНА	502
ШАРКОВЩИНА	506
ШАРКОВЩИНА	509
ЛУЖКИ	502
ЛУЖКИ	505
КУРИЛОВИЧИ	504
ПРОЗОРКИ	503
ГЛУБОКОЕ	503
ГЛУБОКОЕ	507
ГЛУБОКОЕ	511
ВОРОПАЕВО	501
ВОРОПАЕВО	504
ВОРОПАЕВО	507
ЛЫНТУПЫ	502
КОМАИ	502
МИОРЫ	505
МИОРЫ	509
ПОГОСТ	503
ЯЗНО	502

ПОДСВИЛЬЕ	506
ПРОЗОРКИ	501
ПОСТАВЫ	503
ПОСТАВЫ	508
КОМАИ	50
ПОСТАВЫ	515
ПОСТАВЫ	136
ШАРКОВЩИНА	504
ШАРКОВЩИНА	507
ЛУЖКИ	501
ЛУЖКИ	503
КУРИЛОВИЧИ	501
МИОРЫ	501
ПРОЗОРКИ	504
ГЛУБОКОЕ	504
ГЛУБОКОЕ	509
ГЛУБОКОЕ	512
ВОРОПАЕВО	502
ВОРОПАЕВО	505
ВОРОПАЕВО	509
ЛЫНТУПЫ	503
МИОРЫ	503
МИОРЫ	507
ПОГОСТ	501
ПОГОСТ	5040
ЯЗНО	503
ЦПР ДИСНА	512
ВЕРХНЕДВИНСК	513
ВОЛКОЛАТА	503
ДОКШИЦЫ	505
БЕГОМЛЬ	501
БЕГОМЛЬ	504
БРАСЛАВ	507
БРАСЛАВ	503
ОПСА	504
ВИДЗЫ	506
ВИДЗЫ	503
КОЗЬЯНЫ	504
ДРУЯ	502
ПУТЬ К КОММУНИЗМ	504
ДРУЖБА НАРОДОВ	505
ИОДЫ	504
ВЕРХНЕЕ	507
ПОДСВИЛЬЕ	501
ПОДСВИЛЬЕ	504
ПОДСВИЛЬЕ	509
ПРОЗОРКИ	502
ПОСТАВЫ	505
ПОСТАВЫ	509
КОМАИ	507
ПОСТАВЫ	134

**

ВИД РАСЧЕТА: ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ВЫБОРКИ СХЕМ
 ЭНЕРГОСИСТЕМА Энергосистема
 УЧАСТОК СЕТИ УЧАСТОК СЕТИ ПЭС
 НОМ.НАПРЯЖЕНИЕ СЕТИ - 6-10

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

ЗАДАННЫЙ ОБЪЕМ ВЫБОРКИ - 15.0 %

-----			-----			-----						
I	НОМЕР	I	I	НОМЕР	I	I	НОМЕР	I				
I	ПОДСТАНЦИЯ	I	I	ПОДСТАНЦИЯ	I	I	ПОДСТАНЦИЯ	I				
I	ЛИНИИ	I	I	ЛИНИИ	I	I	ЛИНИИ	I				
-----			-----			-----						
I	ШАРКОВЩИНА	I	501	I	ШАРКОВЩИНА	I	505	I	ШАРКОВЩИНА	I	508	I
I	ЛУЖКИ	I	506	I	ЛУЖКИ	I	504	I	КУРИЛОВИЧИ	I	502	I
I	МИОРЫ	I	502	I	ГЛУБОКОЕ	I	501	I	ГЛУБОКОЕ	I	506	I
I	ГЛУБОКОЕ	I	510	I	КОЗЬЯНЫ	I	501	I	ВОРОПАЕВО	I	503	I
I	ВОРОПАЕВО	I	506	I	ЛЫНТУПЫ	I	501	I	КОМАИ	I	501	I
I	МИОРЫ	I	504	I	МИОРЫ	I	508	I	ПОГОСТ	I	502	I
I	ЯЗНО	I	501	I	ЦПР ДИСНА	I	510	I	ЦПР ДИСНА	I	513	I
I	ВОЛКОЛАТА	I	501	I	ВОЛКОЛАТА	I	504	I	ДОКШИЦЫ	I	506	I
I	БЕГОМЛЬ	I	502	I	БЕГОМЛЬ	I	505	I	БРАСЛАВ	I	506	I
I	БРАСЛАВ	I	502	I	ОПСА	I	503	I	ВИДЗЫ	I	504	I
I	ВИДЗЫ	I	502	I	КОЗЬЯНЫ	I	502	I	ДРУЯ	I	503	I
I	ПУТЬ К КОММУНИЗМ	I	503	I	ДРУЖБА НАРОДОВ	I	502	I	ВЕРХНЕЕ	I	505	I
I	ВЕРХНЕЕ	I	508	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	502	I	ПОСВИЛЬЕ	I	505	I
I	ПРОЗОРКИ	I	500	I	ПОСТАВЫ	I	501	I	ПОСТАВЫ	I	507	I
I	КОМАИ	I	503	I	КОМАИ	I	508	I	ПОСТАВЫ	I	135	I
I	ШАРКОВЩИНА	I	502	I	ШАРКОВЩИНА	I	506	I	ШАРКОВЩИНА	I	509	I
I	ЛУЖКИ	I	502	I	ЛУЖКИ	I	505	I	КУРИЛОВИЧИ	I	504	I
I	ПРОЗОРКИ	I	503	I	ГЛУБОКОЕ	I	503	I	ГЛУБОКОЕ	I	507	I
I	ГЛУБОКОЕ	I	511	I	ВОРОПАЕВО	I	501	I	ВОРОПАЕВО	I	504	I
I	ВОРОПАЕВО	I	507	I	ЛЫНТУПЫ	I	502	I	КОМАИ	I	502	I
I	МИОРЫ	I	505	I	МИОРЫ	I	509	I	ПОГОСТ	I	503	I
I	ЯЗНО	I	502	I	ЦПР ДИСНА	I	511	I	ЦПР ДИСНА	I	5	I
I	ВОЛКОЛАТА	I	502	I	ДОКШИЦЫ	I	501	I	ДОКШИЦЫ	I	507	I

Продолжение файла результатов VYB1.RES

I	БЕГОМЛЬ	I	503	I	I	БРАСЛАВ	I	508	I	I	БРАСЛАВ	I	504	I
I	БРАСЛАВ	I	501	I	I	ОПСА	I	501	I	I	ВИЗДЫ	I	505	I
I	КОЗЬЯНЫ	I	505	I	I	ДРУЯ	I	504	I	I	ДРУЯ	I	501	I
I	БРАСЛАВСКАЯ ГРЭС	I	504	I	I	ИОДЫ	I	502	I	I	ВЕРХНЕЕ	I	506	I
I	ПОДСВИЛЬЕ	I	500	I	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	503	I	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	506	I
I	ПРОЗОРКИ	I	501	I	I	ПОСТАВЫ	I	503	I	I	ПОСТАВЫ	I	508	I
I	КОМАИ	I	50	I	I	ПОСТАВЫ	I	515	I	I	ПОСТАВЫ	I	136	I
I	ШАРКОВЩИНА	I	504	I	I	ШАРКОВЩИНА	I	507	I	I	ЛУЖКИ	I	501	I
I	ЛУЖКИ	I	503	I	I	КУРИЛОВИЧИ	I	501	I	I	МИОРЫ	I	501	I
I	ПРОЗОРКИ	I	504	I	I	ГЛУБОКОЕ	I	504	I	I	ГЛУБОКОЕ	I	509	I
I	ГЛУБОКОЕ	I	512	I	I	ВОРОПАЕВО	I	502	I	I	ВОРОПАЕВО	I	505	I
I	ВОРОПАЕВО	I	509	I	I	ЛЫНТУПЫ	I	503	I	I	МИОРЫ	I	503	I
I	МИОРЫ	I	507	I	I	ПОГОСТ	I	501	I	I	ПОГОСТ	I	5040	I
I	ЯЗНО	I	503	I	I	ЦПР ДИСНА	I	512	I	I	ВЕРХНЕДВИНСК	I	513	I
I	ВОЛКОЛАТА	I	503	I	I	ДОКШИЦЫ	I	505	I	I	БЕГОМЛЬ	I	501	I
I	БЕГОМЛЬ	I	504	I	I	БРАСЛАВ	I	507	I	I	БРАСЛАВ	I	503	I
I	ОПСА	I	504	I	I	ВИДЗЫ	I	506	I	I	ВИДЗЫ	I	503	I
I	КОЗЬЯНЫ	I	504	I	I	ДРУЯ	I	502	I	I	ПУТЬ К КОММУНИЗМ	I	504	I
I	ДРУЖБА НАРОДОВ	I	505	I	I	ИОДЫ	I	504	I	I	ВЕРХНЕЕ	I	507	I
I	ПОДСВИЛЬЕ	I	501	I	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	504	I	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	509	I
I	ПРОЗОРКИ	I	502	I	I	ПОСТАВЫ	I	505	I	I	ПОСТАВЫ	I	509	I
I	КОМАИ	I	507	I	I	ПОСТАВЫ	I	134	I	I		I		I

Продолжение файла результатов VYB1.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

СОСТАВ ВЫБОРКИ

И НОМЕР И СХЕМЫ	ПОДСТАНЦИЯ	И НОМЕР И ЛИНИИ
1	ШАРКОВЩИНА	505
2	ВОРОПАЕВО	509
3	БРАСЛАВ	507
4	ВОЛКОЛАТА	504
5	ПОСВИЛЬЕ	505
6	БЕГОМЛЬ	502
7	ГЛУБОКОЕ	511
8	ПОСТАВЫ	136
9	ЦПР ДИСНА	510
10	ВИЗДЫ	505
11	ПРОЗОРКИ	501
12	ВОЛКОЛАТА	501
13	ПОСТАВЫ	508
14	ОПСА	503
15	БЕГОМЛЬ	501
16	ПОСТАВЫ	501
17	ДОКШИЦЫ	505
18	БЕГОМЛЬ	505
19	КУРИЛОВИЧИ	504
20	ПОДСВИЛЬЕ	502

В выборку отобрано 20 схем

Файл данных VYB2.DAT

1

Энергосистема

УЧАСТОК СЕТИ ПЭС

6-10

20.0

1.040

216.10

134

2451.

333.

БРАСЛАВ	506	1169.28	75.93	0.05	16.57
БРАСЛАВ	502	1340.59	125.93	3.29	31.19
КОМАИ	501	1427.84	84.16	0.57	18.62
ЦПР ДИСНА	510	2368.59	103.08	0.44	25.93
ЛЫНТУПЫ	501	2119.29	209.05	4.07	51.42
КУРИЛОВИЧИ	502	588.42	184.03	0.39	48.48
ВОЛКОЛАТА	502	1520.75	84.81	1.21	24.63
ЦПР ДИСНА	513	1271.40	119.68	1.09	33.69
ЛУЖКИ	501	1182.20	138.27	0.27	31.54
ПУТЬ К КОММУНИЗМ	504	1240.85	82.35	0.32	21.72
ЛУЖКИ	506	1111.68	189.71	4.31	43.33
ВОРОПАЕВО	506	2491.93	152.15	3.90	18.75
ЦПР ДИСНА	5	1247.49	59.26	0.69	7.18
ШАРКОВЩИНА	501	469.44	90.85	0.31	28.73
ДРУЯ	503	824.31	54.11	0.17	17.17
БЕГОМЛЬ	502	1097.65	59.91	0.30	19.15
ПОГОСТ	502	2947.54	267.92	4.93	26.19
ВОЛКОЛАТА	501	990.01	75.16	1.27	16.70
ГЛУБОКОЕ	503	940.53	212.97	1.28	48.60

**

ВИД РАСЧЕТА: ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ПОТЕРЬ В РАЙОНЕ
 ЭНЕРГОСИСТЕМА Энергосистема
 УЧАСТОК СЕТИ УЧАСТОК СЕТИ ПЭС
 НОМ.НАПРЯЖЕНИЕ СЕТИ - 6-10

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

ДОПУСТИМАЯ ПОГРЕШНОСТЬ - 20.0 %
 ПАРАМЕТР Т - 1.040
 ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ РАЙОНА - 216.10 ГВТ.Ч
 КОЛИЧЕСТВО СХЕМ В СЕТИ РАЙОНА - 134
 КОЛИЧЕСТВО ТРАНСФОРМАТОРОВ В СЕТИ - 2451.
 КОЛИЧЕСТВО ТРАНСФОРМАТОРОВ В СХЕМАХ ВЫБОРКИ - 333.

И НОМЕР И СХЕМЫ И	И И	ПОДСТАНЦИЯ	И НОМЕР И ЛИНИИ И	И И	ОТПУСК ЭНЕРГИИ (МВТ.Ч)	И И	ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ (МВТ.Ч)	И И	ПОТЕРИ ГОЛ.УЧ. (МВТ.Ч)	И И	ПОТЕРИ В ТР-РАХ (МВТ.Ч)	И И	
1	И	БРАСЛАВ	И	506	И	1169.28	И	75.93	И	.05	И	16.57	И
2	И	БРАСЛАВ	И	502	И	1340.59	И	125.93	И	3.29	И	31.19	И
3	И	КОМАИ	И	501	И	1427.84	И	84.16	И	.57	И	18.62	И
4	И	ЦПР ДИСНА	И	510	И	2368.59	И	103.08	И	.44	И	25.93	И
5	И	ЛЫНТУПЫ	И	501	И	2119.29	И	209.05	И	4.07	И	51.42	И
6	И	КУРИЛОВИЧИ	И	502	И	588.42	И	184.03	И	.39	И	48.48	И
7	И	ВОЛКОЛАТА	И	502	И	1520.75	И	84.81	И	1.21	И	24.63	И
8	И	ЦПР ДИСНА	И	513	И	1271.40	И	119.68	И	1.09	И	33.69	И
9	И	ЛУЖКИ	И	501	И	1182.20	И	138.27	И	.27	И	31.54	И
10	И	ПУТЬ К КОММУНИЗМ	И	504	И	1240.85	И	82.35	И	.32	И	21.72	И
11	И	ЛУЖКИ	И	506	И	1111.68	И	189.71	И	4.31	И	43.33	И
12	И	ВОРОПАЕВО	И	506	И	2491.93	И	152.15	И	3.90	И	18.75	И
13	И	ЦПР ДИСНА	И	5	И	1247.49	И	59.26	И	.69	И	7.18	И
14	И	ШАРКОВЩИНА	И	501	И	469.44	И	90.85	И	.31	И	28.73	И
15	И	ДРУЯ	И	503	И	824.31	И	54.11	И	.17	И	17.17	И
16	И	БЕГОМЛЬ	И	502	И	1097.65	И	59.91	И	.30	И	19.15	И
17	И	ПОГОСТ	И	502	И	2947.54	И	267.92	И	4.93	И	26.19	И
18	И	ВОЛКОЛАТА	И	501	И	990.01	И	75.16	И	1.27	И	16.70	И
19	И	ГЛУВОКОЕ	И	503	И	940.53	И	212.97	И	1.28	И	48.60	И

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А
 вариант - 1

И И	ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ	И И	НИЖНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА	И И	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОЖИДАНИЕ	И И	ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА	И И
И	СРЕДНЕЕ ДЛЯ СХЕМЫ (ГВТ.Ч)	И	.1256	И	.1570	И	.1884	И
И	(ГВТ.Ч)	И	16.8277	И	21.0346	И	25.2416	И
И	В СЕТЯХ РАЙОНА	И	9.7338	И	11.6805	И		И
И	(%)	И	7.7870	И		И		И

расчет окончен

вариант - 2

И И	ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ	И И	НИЖНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА	И И	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОЖИДАНИЕ	И И	ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА	И И
И	СРЕДНЕЕ ДЛЯ СХЕМЫ (ГВТ.Ч)	И	.1352	И	.1690	И	.2028	И
И	(ГВТ.Ч)	И	18.1143	И	22.6429	И	27.1714	И
И	В СЕТЯХ РАЙОНА	И	8.3824	И	10.4780	И	12.5735	И
И	(%)	И		И		И		И

расчет окончен

вариант - 3

ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ	НИЖНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОЖИДАНИЕ	ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА
СРЕДНЕЕ ДЛЯ СХЕМЫ (ГВТ.Ч)	.1353	.1691	.2029
(ГВТ.Ч)	18.1267	22.6583	27.1900
В СЕТЯХ РАЙОНА (%)	8.3881	10.4851	12.5821

расчет окончен

10.5. VYBORR. Последовательность выполнения работы

10.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы VYBORR.

10.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

10.5.3. Скопировать файлы исходных данных контрольных примеров под своими именами XXXXXXXX.DAT1 и XXXXXXXX.DAT2

10.5.4. Выполнить программу VYBORR.EXE с файлом исходных данных XXXXXXXX.DAT1 и записать результаты расчета в файл XXXXXXXX.RES1.

10.5.5. В файле исходных данных XXXXXXXX.DAT2 заменить наименования питающих подстанций и номера распределительных линий на свои (взять из файла XXXXXXXX.RES1).

10.5.6. Выполнить программу VYBORR.EXE с файлом исходных данных XXXXXXXX.DAT2 (см. п.10.4).

10.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

10.6. VYBOR. Содержание отчета

10.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы VYBORR.

10.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

10.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы VYBORR.

10.7. VYBORR. Контрольные вопросы

10.7.1. Каково назначение программы VYBORR?

10.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы VYBORR?

10.7.3. Как работает алгоритм программы VYBORR?

10.7.4. Какова структура файла исходных данных программы VYBORR?

10.7.5. Что представляют собой результаты программы VYBORR?

10.7.6. Как влияет заданный объем выборки на результаты расчета?

10.7.7. Как влияет величина допустимой погрешности на результат расчета?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 11

Изучение программы TRANS построения оптимального плана замены трансформаторов в распределительных сетях 6-10 кВ

11.1. TRANS. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы TRANS построения оптимального плана замены трансформаторов в распределительных сетях 6-10 кВ

11.2. TRANS. Назначение и краткая характеристика программы

Программа TRANS [2, 13] предназначена для построения оптимальных планов замены трансформаторов на однострансформаторных понижающих подстанциях 6(10)/0.4 кВ. План строится по каждой трансформаторной подстанции (см. файл TRANS.RES), после чего проводится машинный анализ планов по всей сети. ЭВМ автоматически строит таблицы (см. файл TRANS.RES), из которых видно, как предприятию планировать замену трансформаторов. Первая таблица (распечатка 3), показывает какие трансформаторы, в каком году и сколько необходимо было бы иметь в случае перехода на оптимальные планы. Вторая таблица (распечатка 2) определяет общее количество трансформаторов, установленных в данной сети (по номинальным мощностям). Третья таблица (распечатка 4) – это результат обобщенного анализа данных первой и второй таблиц. Из нее видно, какие трансформаторы и в каком году надо продать, а какие купить.

В качестве исходной информации в программе TRANS используется схема сети с указанием марок и длин проводов и кабелей (как в программах REKVIN и DE10) и режимная информация по трансформаторным подстанциям (как в программе DE10).

Для оптимизационных расчетов дополнительно требуется некоторая технико – экономическая информация.

Объем рассчитываемой сети практически не ограничен.

11.3. TRANS. Основные теоретические сведения

В процессе эксплуатации распределительных сетей необходимость в замене трансформаторов на однострансформаторных понижающих подстанциях 6(10)/0.4 кВ возникает при перегрузке и повреждении трансформаторов, а также при низком коэффициенте загрузки установленной трансформаторной мощности.

Во всех случаях требуется найти: на трансформатор какой номинальной мощности следует заменить установленный (поврежденный), в каком году и с каким технико – экономическим эффектом.

Предложена следующая методика решения данной задачи [13]. Заданы: начальное значение максимальной нагрузки подстанции S_0 , степенной закон ее изменения во времени $S(t)$, расчетный период T и естественный среднегодовой коэффициент прироста нагрузки α .

По этим данным определяются нагрузки S_t по каждому году расчетного периода:

$$S_t = S_0 \cdot (1 + \alpha)^t, \quad t = \overline{1, T}. \quad (11.1)$$

Получаем диапазон нагрузок $S_1 - S_T$. Из шкалы номинальных мощностей трансформаторов (25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 кВ·А) выбираются M трансформаторов, номинальная мощность $S_{ном}$ и нагрузочная способность которых соответствуют рассчитанному диапазону $S_1 - S_T$:

$$S_{ном}(S_1 - S_T). \quad (11.2)$$

M выбранных трансформаторов служат основой для отыскания оптимального плана замены трансформаторов на данной подстанции. Оптимальный план выбирается из $2 \cdot (M - 1)$ допустимых планов развития подстанции по минимуму приведенных затрат.

Построение планов осуществляется путем формирования логической матрицы L , элементами $l_{i,j}$ которой являются нули и единицы. Одна строка матрицы соответствует одному плану. Она представляет собой нечетное десятичное число, вычисляемое по формуле

$$2n - 1, \quad n = \overline{1, 2}$$

и записанное в двоичной системе счисления. Единица в плане указывает на наличие трансформатора в плане, нуль – на его отсутствие.

Например, при $M = 3$ имеем три трансформаторные мощности S_1 , S_2 и S_3 . Тогда $2 \cdot (M - 1)$ равно 4 и по формуле имеем четыре нечетных числа – 1, 3, 5 и 7, которые в двоичной системе счисления имеют вид соответственно – 001, 011, 101 и 111. Матрица L в этом случае будет выглядеть:

$$L = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}$$

а матрица Π допустимых планов замены трансформаторов (при принятых выше условиях) имеет вид:

$$\Pi = \begin{vmatrix} 0 & 0 & S_3 \\ 0 & S_2 & S_3 \\ S_1 & 0 & S_3 \\ S_1 & S_2 & S_3 \end{vmatrix}$$

Видно, что в первом плане предусматривается эксплуатация на ТП только одного трансформатора мощностью S_3 , во втором и третьем варианте – двух: S_2 , S_3 и S_1 , S_3 , а в четвертом – трех: S_1 , S_2 , S_3 .

Во втором, третьем и четвертом вариантах необходимо искать время замены i – го трансформатора меньшей номинальной мощности на ν – ю большую по техническим (перегрузка) или экономическим (минимум затрат) причинам.

Сравнение планов выполняется по приведенным затратам, вычисляемым для каждого j варианта замены по формуле

$$Z_j = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^M ((Z_{jit} + dZ_{jivt}) \cdot (1 + E_{nn})^{\tau-t}) \right), \quad (11.3)$$

где τ – год приведения затрат;

E_{nn} – коэффициент приведения затрат к году τ ;

dZ_{jivt} – дополнительные затраты на демонтаж “старого” трансформатора, монтаж нового, транспортные расходы и стоимость недоотпуска за время замены трансформаторов;

Z_{jit} – затраты на трансформацию электроэнергию i – м трансформатором в год t :

$$Z_{jit} = (p_a + p_n) \cdot K_{ji} + \left(P_{0ji} \cdot T + P_{кзji} \cdot \left(\frac{S_{ij}}{S_{номji}} \right) \cdot \tau \right) \cdot \beta, \quad (11.4)$$

здесь p_a – норма амортизационных отчислений;

p_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

K_{ji} – стоимость трансформатора;

P_{0ji} , $P_{кзji}$ – потери мощности х. х. и к. з.;

T – число часов в году;

τ – время потерь;

$S_{номji}$ – номинальная мощность трансформаторов;

β – стоимость 1 кВт·ч потерь.

После входа в программу (блок 1) выполняется ввод и печать заданного процентного объема выборки (блок 2) и координат всех C схем распределительных линий, составляющих генеральную совокупность сетей (блок 3).

Блок 4 по заданному процентному объему выборки определяет соответствующее ему число схем C_0 , после чего блок 5 вычисляет длину интервала $l = \frac{1}{C}$ отрезка $[0; 1]$, соответствующего одному номеру схемы. Блок 6 генерирует случайное число, которое блоком 7 преобразуется с использованием интервала l в целое число – очередной номер схемы n_i . Блок 8 обеспечивает неповторность выборки. Если номер схемы повторился (выполняется условие “да” блока 8), то блок 6 генерирует следующее случайное число. При выполнении условия “нет” блока 8 выполняется печать порядкового номера, соответствующего n_i , и координат выбранной схемы линии. После того, как выборка сформирована (контроль за формированием полного состава выборки осуществляет блок 10), происходит выход из программы (блок 11).

11.4. Работа с программой

TRANS. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

NFILE	номер файла
PA	норма амортизационных отчислений, о. е.
PH	нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений
GPI	коэффициент приведения затрат, о. е.
SP(1)	стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, руб/кВт·ч
PRN(1)	коэффициент прироста электропотребления, о. е.
KP	расчетный период, лет
KSS	число трансформаторов в стандартной шкале, шт.
M6	первый год расчетного периода
UST	наименование участка сети
M3	количество питающих подстанций в участке сети
PST	наименование подстанции
KL	число отходящих линий
UNOM	номинальное напряжение сети
NL	номер линии
N1	номер начала ветви
N2	номер конца ветви
MAP	марка провода или признак абонентского трансформатора (АБТП)
DLS	длина ветви или мощность трансформатора
NY	номер узла
TE	нагрузка узла, заданная максимальным током или отпуском энергии с шин 0.4 кВ ТП
TM	время использования максимальной активной нагрузки
CS	коэффициент мощности

TRANS. Правила подготовки данных

Исходные данные описаны в том порядке, в каком они вводятся в память ЭВМ.

В исходных данных выделяются:

номер файла;

информационная карта управления печатью;

параметры задачи;

параметры подстанции;

параметры головного участка;

параметры ветвей;

параметры узлов.

Номер файла

Номер файла перфорируется в отдельной строке:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1	NFILE	I1	1

Нормативно-справочная информация

Нормативно – справочные показатели перфорируются в отдельной строке. Перфорация данных осуществляется следующим образом:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	PA	F10.0	0.063
11 – 20	PH	F10.0	0.12
21 – 30	GR1	F10.0	0.08
31 – 40	SP(1)	F10.0	0.02
41 – 50	PRN(1)	F10.0	0.06
51 – 60	KP	I10	15
61 – 70	KSS	I10	9
71 – 80	M6	I10	2000

Параметры задачи, параметры подстанции, параметры головного участка линии, параметры ветвей и узлов готовятся так же как и для программы DE10, это означает, что файлы данных, подготовленные для программы DE10 можно использовать для расчетов программой TRANS.

Файл данных TRANS.DAT

```

1
1 ДАННЫЕ      1 ЛИНИЯ      1 ПОДСТАНЦИЯ  1 УЧАСТОК      5 ПЕЧАТЬ
0.053  0.12      0.08          0.02          0.1           15          21          2000
ЭНЕРГОСИСТЕМА      СЕТИ ПЭС              1
ЭНГЕЛЬС 110/10      1          10.0          0.4
5          1159.      5.          26.          5.
1   10   А-70      0.5           10   30           -400.
10  11   А-70      0.9           11   2            -30.
11  12   А-70      0.6           12   3           -160.
12  13   А-70      0.4           13   4            -60.
13  14   А-70      1.15          14   5            -30.
14  15   А-70      0.2           15  16   АС-35        0.16
16  6    АВТП      -100.         15  17   АС-35        0.35
17  18   АС-35      0.35          18   7           -160.
17  19   АС-35      0.6           19   9           -250.
**
4   -62.8      3000.         0.9           6   -41.6        3000.         0.9
9   -141.6     3000.         0.9           2   -50.         3000.         0.9
30  -165.       3000.         0.9           3   -162.        3000.         0.9
5   -46.6       3000.         0.9           7   -150.4       3000.         0.9
**

```


Продолжение файла результатов расчета TRANS.RES

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N-5

И С Х О Д Н А Я И Н Ф О Р М А Ц И Я О В Е Т В Я Х С Х Е М Ы

К О Л И Ч Е С Т В О В Е Т В Е Й - 18

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА
1	10	A-70	.50	10	30		-400.00
10	11	A-70	.90	11	2		-30.00
11	12	A-70	.60	12	3		-160.00
12	13	A-70	.40	13	4		-60.00
13	14	A-70	1.15	14	5		-30.00
14	15	A-70	.20	15	16	AC-35	.16
16	6	АВТП	-100.00	15	17	AC-35	.35
17	18	AC-35	.35	18	7		-160.00
17	19	AC-35	.60	19	9		-250.00

И С Х О Д Н А Я И Н Ф О Р М А Ц И Я О Б У З Л А Х С Х Е М Ы

К О Л И Ч Е С Т В О У З Л О В - 8

НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ.Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ.Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ
4	-62.8	3000.	.90	6	-41.6	3000.	.90
9	-141.6	3000.	.90	2	-50.0	3000.	.90
30	-165.0	3000.	.90	3	-162.0	3000.	.90
5	-46.6	3000.	.90	7	-150.4	3000.	.90

П А Р А М Е Т Р Ы О П Т И М И З А Ц И И

ПЕРИОД ОПТИМИЗАЦИИ ЛЕТ	КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	СТОИМОСТЬ 1 КВТ.Ч ПОТЕРЯННОЙ ЭНЕРГИИ РУБ/КВТ.Ч
15	.10	.02

Продолжение файла результатов расчета TRANS.RES

НАИМЕНОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ	НОМЕР ЛИНИИ	НОМЕР ТП	УСТАНОВЛ. МОЩНОСТЬ ТР-РА	ЗАГРУЗ- КА %	РЕКОМЕНД. МОЩНОСТЬ ТР-РА	ГОДЫ ЗАМЕНЫ	ПРИЧИНА ЗАМЕНЫ	НАГРУЗКА А/КВА	ЗАГРУЗ- КА %	СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ КВТ.Ч	ЭКОНОМ. ЭФФЕКТ РУБ
ЭНГЕЛЬС 110/10 5		30	400	28.58	160	2000		165.0/114.3	71.45	-452.4	271.76
+					250	2010	ТЕХН	428.0/296.5	118.60		
+					400	2014	ТЕХН	626.6/434.1	108.53		
ЭНГЕЛЬС 110/10 5		2	30	115.47	40	2000		50.0/ 34.6	86.60	697.8	47.96
+ЭНГЕЛЬС 110/10 5		3	160	70.15	250	2010	ТЕХН	420.2/291.1	116.45	-52.7	80.05
+					400	2014	ТЕХН	615.2/426.2	106.55		
ЭНГЕЛЬС 110/10 5		4	60	72.52	63	2000		62.8/ 43.5	69.06	1526.7	104.58
ЭНГЕЛЬС 110/10 5		5	30	107.62	40	2000		46.6/ 32.3	80.71	782.7	51.75
ЭНГЕЛЬС 110/10 5		6	100	28.82	40	2000		41.6/ 28.8	72.05	112.5	24.43
+ЭНГЕЛЬС 110/10 5		7	160	65.13	250	2011	ТЕХН	429.1/297.3	118.92	-170.5	67.63
ЭНГЕЛЬС 110/10 5		9	250	39.24	160	2000		141.6/ 98.1	61.31	-168.1	40.62
+					250	2011	ТЕХН	404.0/279.9	111.96		

Продолжение файла результатов расчета TRANS.RES

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N-5
ПОДСТАНЦИЯ -ЭНГЕЛЬС 110/10

КОЛИЧЕСТВО УСТАНОВЛЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

КВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	20	30	50	100	135	180	240	320	420	560	750	1000
ШТ.	0	0	0	1	2	1	1	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N-5
ПОДСТАНЦИЯ -ЭНГЕЛЬС 110/10

КОЛИЧЕСТВО НЕОБХОДИМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

ПО ГОДАМ РАСЧЕТНОГО ПЕРИОДА

КВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000
ГОД									
2000	0	3	1	0	4	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0	0

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N-5
ПОДСТАНЦИЯ -ЭНГЕЛЬС 110/10

КОЛИЧЕСТВО НЕОБХОДИМЫХ И ИЗБЫТОЧНЫХ
ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО ГОДАМ РАСЧЕТНОГО ПЕРИОДА

КВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	20	30	50	100	135	180	240	320	420	560	750	1000
ГОД																					
2000	0	3	1	-1	2	-1	-1	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

11.5. TRANS. Последовательность выполнения работы

11.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы TRANS.

11.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

11.5.3. Скопировать файл TRANS.DAT под именем XXXXXXXX.DAT (где первые 6 символов – номер программы, 7 и 8 символ – порядковый номер студента в группе, например, 10622001. DAT).

11.5.4. В файле с именем XXXXXXXX.DAT набрать данные сети, использованной в программе REKVIN (работа № 3). При задании режимной информации принять: коэффициенты загрузки трансформаторов – 0,1 – 1,2 о.е; время использования наибольшей активной нагрузки – 1000 – 3000 ч; коэффициент мощности – 0,7 – 0,95.

11.5.5. Выполнить программу TRANS.EXE и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES. Проанализировать полученные результаты.

11.5.6. Повторить п.п. 11.5.4, 11.5.5 с разными коэффициентами прироста электропотребления и т.д.

11.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

11.6. TRANS. Содержание отчета

11.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы TRANS.

11.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

11.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы TRANS.

11.7. TRANS. Контрольные вопросы

11.7.1. Каково назначение программы TRANS?

11.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы TRANS?

11.7.3. Как работает алгоритм программы TRANS?

11.7.4. Какова структура файла исходных данных программы TRANS?

11.7.5. Что представляют собой результаты программы TRANS?

11.7.6. Как влияет загрузка трансформаторов на результаты расчета?

11.7.7. Как влияют на результаты расчета: расчетный период, стоимость 1 кВт·ч потерь, прирост электропотребления?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 12

Изучение программы ОПТИМА разработки оптимального плана замены проводов воздушных линий

12.1. ОПТИМА. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы ОПТИМА разработки оптимального плана замены проводов воздушных линий.

12.2. ОПТИМА. Назначение и краткая характеристика программы

Программа ОПТИМА [2, 14] предназначена для построения оптимальных планов замены проводов воздушных линий распределительных сетей 6 – 20 кВ.

Планы строятся для выделенных участков линий. Это будут все участки со стальными проводами и те, двигаясь по которым в направлении от питающих шин линии к ее понижающим трансформаторам, суммарные потери напряжения больше допустимых. Это означает, что для выделенного участка величина потерь напряжения, вычисленная в виде разности суммарных допустимых потерь и расчетной суммы потерь на указанном пути на всех участках, кроме данного, будет отрицательной.

В каждом плане (файл ОПТИМА.RES) указаны: токовая нагрузка и провод, подвешенный на участке, а также сечение провода, рекомендуемое к подвеске вместо установленного, и динамика его изменения в пределах принятого расчетного периода.

В качестве исходной информации используются те же данные, что и в программе TRANS. Разница будет лишь в нормативно – справочной информации.

12.3. ОПТИМА. Основные теоретические сведения

Методические проработки по программе ОПТИМА в полном объеме приведены в [13].

Здесь отметим следующее.

В основу методики положен расчет режима распределительной сети с одновременной оптимизацией (построением планов) выделенных участков линии.

Построение планов осуществляется как и в программе TRANS – строится область допустимых планов, которые сравниваются между собой по приведенным затратам, и по критерию минимума затрат определяется оптимальный план замены провода на данном участке линии.

12.4. Работа с программой

ОПТИМА. Описание параметров

В список переменных включены только нормативно – справочные показатели:

PA	норма амортизационных отчислений, о. е.
PH	нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, о. е.
GPI	коэффициент приведения затрат, о. е.
DUDOR	допустимые потери напряжения в сети, %
SLK	коэффициент ликвидной стоимости, о. е.
SP(1)	стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, руб/кВт·ч
RPN(1)	коэффициент прироста электропотребления, о. е.
KP	расчетный период
KSS	число сечений проводов в стандартной шкале
M6	год оптимизации

ОПТИМА. Правила подготовки исходных данных

Исходные данные для проведения расчетов по программе ОПТИМА готовятся так же, как и для программы TRANS, кроме нормативно – справочной информации.

Нормативно – справочная информация

Нормативно – справочные показатели перфорируются в отдельной строке. Перфорация данных осуществляется следующим образом:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	PA	F10.0	0.063
11 – 20	PH	F10.0	0.12
21 – 30	GPI	F10.0	0.08
31 – 40	DUDOR	F10.0	10.0
41 – 50	SLK	F10.0	0
51 – 60	SP(1)	F10.0	0.02
61 – 70	PRN(1)	F10.0	0.1
71 – 72	KP	I2	15
73 – 75	KSS	I3	4
76 – 80	M6	I5	2000

Параметры задачи, параметры подстанции, параметры головного участка линии, параметры ветвей и узлов готовятся так же как и для программы DE10, это означает, что файлы данных, подготовленные для программы DE10 можно использовать для расчетов программой ОПТИМА.

```

1
1 ДАННЫЕ      1 ЛИНИЯ      1 ПОДСТАНЦИЯ  1 УЧАСТОК      5 ПЕЧАТЬ
0.063      0.12      0.08      10.      0.      0.02      0.1      15  4 2000
БЕЛГЛАВЭНЕРГО      УЧЕБНЫЙ      1
УШАЧИ      1      10.0      0.4
505      2000.      5.      15.0      5.
1  2  А-25      .60      41  42      -60.00
2  4  ПС-25     1.20      4  5  А-50      .40
5  6  А-35      .30      6  7      -30.00
5  8  А-35      1.40      8  9  А-35      1.40
9  10      -63.00     8  11 А-35      1.50
11 12      -63.00     11 13 А-35      .10
13 14 А-35      .20      14 15      -250.00
14 16 А-35      .30      16 17      -100.00
16 18 А-35      1.20     18 19      -10.00
18 20 А-35      .07     20 21      -40.00
4  22 А-35      2.40     22 23 А-25      .01
23 24      -63.00     22 25 А-35      .80
25 26      -25.00     25 27 А-35      .20
27 28 А-35      1.10     28 29      -10.00
27 30 А-35      1.00     30 31      -25.00
30 32 А-35      .70     32 33      -25.00
32 34 А-35      .60     34 35 А-35      .20
35 36      -25.00     35 37 А-35      .70
37 38      -100.00    37 39 АС-35     .30
39 40      -63.00     34 41 А-35      1.28
13 140      -100.00
**
7  -190.8     3000.      0.9      10  -41.6     3000.      0.9
12 -41.6      3000.      0.9      140 -66.      3000.      0.9
15 -165.      3000.      0.9      17  -66.      3000.      0.9
19 -6.6       3000.      0.9      21  -28.4     3000.      0.9
24 -41.6     3000.      0.9      26  -16.5     3000.      0.9
29 -6.6       3000.      0.9      31  -16.5     3000.      0.9
33 -160.5     3000.      0.9      38  -66.      3000.      0.9
40 -410.5     3000.      0.9      42  -35.6     3000.      0.9
36 -66.       3000.      0.9
**

```


14	16	A-35	.30	16	17		-100.00
16	18	A-35	1.20	18	19		-10.00
18	20	A-35	.07	20	21		-40.00
4	22	A-35	2.40	22	23	A-25	.01
23	24		-63.00	22	25	A-35	.80
25	26		-25.00	25	27	A-35	.20
27	28	A-35	1.10	28	29		-10.00
27	30	A-35	1.00	30	31		-25.00
30	32	A-35	.70	32	33		-25.00
32	34	A-35	.60	34	35	A-35	.20
35	36		-25.00	35	37	A-35	.70
37	38		-100.00	37	39	AC-35	.30
39	40		-63.00	34	41	A-35	1.28
13	140		-100.00				.00

И С Х О Д Н А Я И Н Ф О Р М А Ц И Я О Б У З Л А Х С Х Е М Ы
К О Л И Ч Е С Т В О У З Л О В - 1 7

НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ. Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ. Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ
7	-190.8	3000.	.90	10	-41.6	3000.	.90
12	-41.6	3000.	.90	140	-66.0	3000.	.90
15	-165.0	3000.	.90	17	-66.0	3000.	.90
19	-6.6	3000.	.90	21	-28.4	3000.	.90
24	-41.6	3000.	.90	26	-16.5	3000.	.90
29	-6.6	3000.	.90	31	-16.5	3000.	.90
33	-160.5	3000.	.90	38	-66.0	3000.	.90
40	-410.5	3000.	.90	42	-35.6	3000.	.90
36	-66.0	3000.	.90		.0	0.	.00

П А Р А М Е Т Р Ы О П Т И М И З А Ц И И

ПЕРИОД ОПТИМИЗАЦИИ ЛЕТ	КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	СТОИМОСТЬ 1 КВТ.Ч ПОТЕРЯННОЙ ЭНЕРГИИ РУБ/КВТ.Ч
15	.10	.02

НАИМЕНОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ	НОМЕР ЛИНИИ	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	УСТАНОВЛ. МАРКА ПРОВОДА	РЕКОМЕНД. МАРКА ПРОВОДА	ГОДЫ ЗАМЕНЫ	ПРИЧИНА ЗАМЕНЫ	НАГРУЗ- КА	СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ КВТ.Ч	ИЗМЕНЕНИЕ ЭКСПЛУАТ. РАСХОДОВ РУБ	ЭКОНОМ. ЭФФЕКТ РУБ/КМ
УШАЧИ	505	1	2	A-25	A-70	2000		47.1	40499.38	325.47	346.61
УШАЧИ	505	2	4	ПС-25	A-70	2000		47.1	589508.30	5502.52	4384.56

12.5. ОПТИМА. Последовательность выполнения работы

12.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы ОПТИМА.

12.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

12.5.3. Скопировать файл ОПТИМА.DAT под именем XXXXXXXX.DAT (где первые 6 символов – номер программы, 7 и 8 символ – порядковый номер студента в группе, например, 10622001. DAT).

12.5.4. В файле с именем XXXXXXXX.DAT набрать данные сети, использованной в программе REKVIN (работа № 3). При задании режимной информации принять: коэффициенты загрузки трансформаторов – 0,1 – 1,2 о.е; время использования наибольшей активной нагрузки – 1000 – 3000 ч; коэффициент мощности – 0,7 – 0,95. Если рекомендаций по замене проводов не выдается, необходимо увеличить загрузку трансформаторов.

12.5.5. Выполнить программу ОПТИМА и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES. Проанализировать полученные результаты.

12.5.6. Повторить п.п. 12.5.4, 12.5.5 с разными коэффициентами прироста электропотребления и т.д.

12.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

12.6. ОПТИМА. Содержание отчета

12.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы ОПТИМА.

12.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

12.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы ОПТИМА.

12.7. ОПТИМА. Контрольные вопросы

12.7.1. Каково назначение программы ОПТИМА?

12.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы ОПТИМА?

12.7.3. Как работает алгоритм программы ОПТИМА?

12.7.4. Какова структура файла исходных данных программы ОПТИМА?

12.7.5. Что представляют собой результаты программы ОПТИМА?

12.7.6. Как влияет загрузка трансформаторов на результаты расчета?

12.7.7. Как влияют на результаты расчета: расчетный период, стоимость 1 кВт·ч потерь, прирост электропотребления?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 13

Изучение программы NORMA расчета нормативов потерь электроэнергии для структурных подразделений энергосистемы

13.1. NORMA. Цель работы

Изучить назначение алгоритма, основные теоретические сведения и функциональные возможности программы NORMA расчета нормативов потерь электроэнергии для структурных подразделений энергосистемы

13.2. NORMA. Назначение и краткая характеристика программы

Программа NORMA [2, 15] предназначена для расчета месячных (квартальных) нормативов потерь электроэнергии электросетевым предприятиям энергосистемы путем распределения между ними заданного месячного (квартального) общесистемного норматива.

В качестве приоритетных исходных данных (файл NORMA.DAT) используются:

1. По энергосистеме в целом:

распределяемый норматив потерь электроэнергии;

суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений;

общее число структурных подразделений энергосистемы, участвующих в расчете;

количество структурных подразделений энергосистемы, для которых выполняется расчет нормативов потерь.

2. По каждому структурному подразделению:

порядковый номер и наименование подразделения;

отпуск энергии в сеть (по отчетным данным);

отчетные потери электроэнергии;

коэффициент эффективности мероприятий по снижению потерь в подразделении;

стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии.

В результате работы программы на печать выдаются (файл NORMA.RES) искомые нормативы потерь и их коэффициенты напряженности

13.3. NORMA. Основные теоретические сведения

В основу методики нормирования потерь электроэнергии подчиненным энергосистеме структурным подразделениям (например, предприятиям электрических сетей – ПЭС) положен принцип, когда вначале устанавливается величина потерь $dW_{сн}$ для энергосистемы в целом, а затем уже определяются нормативы потерь электроэнергии для каждого ПЭС. При этом распределению между сетевыми предприятиями подлежит часть $dW_{ср}^H$ общесистемного норматива потерь $dW_{сн}$, определяемая как

$$dW_{cp}^n = dW_{cn} - \sum_{m+1}^n (dW_i^n), \quad (13.1)$$

где n – общее число структурных подразделений энергосистемы, участвующих в расчете;

m – число структурных подразделений, не участвующих в распределении норматива.

Для подразделений, не участвующих в распределении системного норматива норматив потерь dW_i^n приравнивается к их отчетным потерям $dW_i^{omч}$ за любой месяц (квартал):

$$dW_i^n = dW_i^{omч}, \quad i = \overline{m+1, n}. \quad (13.2)$$

Математическая модель задачи имеет вид:

$$Z = \sum_1^m (P_c \cdot \alpha_i \cdot d_i - \alpha_i \cdot \beta_i) \cdot dW_i^{omч} \rightarrow \min, \quad (13.3)$$

$$dW_{cp}^n = \sum_1^m (1 - \alpha_i) \cdot dW_i^{omч}, \quad \alpha > 0 \quad (13.4)$$

где Z – целевая функция (суммарные приведенные затраты);

α – параметры оптимизации;

P_c – суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений;

d_i – коэффициент эффективности мероприятий по снижению потерь, определяемый по данным отчетного года:

$$d = \frac{K}{ddW}, \quad \text{руб/кВт·ч}$$

K – капитальные затраты на выполнение мероприятий по снижению потерь ddW в отчетном году (приближенно коэффициент d можно определить как)

$$d_i = \frac{100}{dW_{\%}^{omч}}$$

где $dW_{\%}^{omч}$ – отчетные потери в процентах за рассматриваемый месяц или квартал;

β_i – стоимость потерь электроэнергии.

В результате решения сформулированной задачи определяются параметры оптимизации α^* , обеспечивающие минимум функции Z , на основе которых рассчитываются искомые нормативы потерь

$$dW_i = (1 - \alpha_i^*) \cdot dW_i^{omч}, \quad i = \overline{1, m},$$

и вычисляются нижние и верхние границы их доверительных интервалов, а также коэффициенты напряженности нормативов:

$$R_i = \frac{dW_i^{omч}}{dW_i^n} = \frac{1}{1 - \alpha_i^*}.$$

Разработанная математическая модель обеспечивает сбалансированность нормативов потерь, т. е.

$$\sum_{m+1}^n (dW_i^n) = dW_c^n.$$

13.4. Работа с программой

NORMA. Описание переменных

В список переменных включены только те имена, которые относятся к исходным данным:

VAR5	номер варианта расчета
RR	время расчета
PEO	наименование системы
PLGOD	год расчета
DWSDIR	норматив потерь электроэнергии по энергосистеме в целом, млн. кВт·ч
PS	суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений
N	общее число структурных подразделений энергосистемы, участвующих в расчете
M	число структурных подразделений энергосистемы, для которых выполняется расчет нормативов потерь
NPOR	порядковый номер подразделения
PODRAS	наименование подразделения
WOCO	отпуск энергии в сеть (по отчетным данным), млн. кВт·ч
DWSO	отчетные потери электроэнергии, млн. кВт·ч
A	коэффициент эффективности мероприятий по снижению потерь в подразделении, руб./кВт·ч
BETTA	стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии, коп./кВт·ч

NORMA. Правила подготовки исходных данных

В исходные данные входят:
номер варианта расчета (одна строка);
время расчета (одна строка);
общие данные (одна строка);
число подразделений (одна строка);
данные по подразделениям (N строк);
** – признак конца файла.

Перфорация данных выполняется следующим образом:

Номер варианта расчета

В данной модификации программы номер варианта расчета всегда один – 1 вариант расчета.

Перфорируется в позициях строки дисплея 1 – 20:

3 FORMAT(5A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 20	VAR5	1 вариант расчета

Время расчета

298 FORMAT(20A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 80	RR	март 1992г.

Общие данные

270 FORMAT(4A4, 4X, I4, 5X, 4F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 16	PEO	ЭНЕРГОСИСТЕМА “П”
21 – 24	PLGOD	1992
30 – 39	DWSDIR	90.
40 – 49	PS	0.16

Число подразделений

271 FORMAT(I2, 1X, I2)

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 2	N	3
4 – 5	M	2

Данные по подразделениям

Данные об одном подразделении перфорируются в одной строке дисплея. Число строк данных всегда равно N . В конце файла данных перфорируются две звездочки – **. Структура одной строки данных по подразделениям определяется форматом:

234 FORMAT(I2, 1X, 4A4, 1X, 4F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 2	NPOR	1
4 – 19	PODRAS	ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ – 1
21 – 30	WOCO	500.
31 – 40	DWSO	30.

41 – 50	А	3.
51 – 60	ВЕТТА	1.8

Файл данных NORMA.DAT

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА
1 КВАРТАЛ 2020 ГОДА
ЭНЕРГОСИСТЕМА "П" 2020 90. 0.163
3 2
1 ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ-1 500. 30.0 3. 1.8
2 ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ-2 400. 20. 8. 1.8
3 ЦЕНТР. РЕЗЕРВ 1250.0 50.0
**

Файл результатов NORMA.RES

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА NORMA1 РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА. ВЫПОЛНЯЕТСЯ РАСЧЕТ НОРМАТИВНЫХ ЗАДАНИЙ
ПО ПОТЕРЯМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ
ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ
ФАЙЛ ДАННЫХ

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА
1 КВАРТАЛ 2020 ГОДА
ЭНЕРГОСИСТЕМА "П" 2020 90.00 .16
3 2
1 ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ-1 500.0 30.0 3.0 1.8
2 ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ-2 400.0 20.0 8.0 1.8
3 ЦЕНТР. РЕЗЕРВ 1250.0 50.0 .0 .0
**

Продолжение файла результатов NORMA.RES

УТВЕРЖДАЮ

=====

РУКОВОДИТЕЛЬ ЭНЕРГОСИСТЕМА "П

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ПО ПОТЕРЯМ
 ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯМ
 ПЭО ЭНЕРГОСИСТЕМА "П
 НА 2020 ГОД

1 КВАРТАЛ 2020 ГОДА

=====									
: НОРМАТИВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСИСТЕМА "П - 90.0 МЛН.КВТ.Ч. :									
:=====									
: : : ОТЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ : РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА :									
:НО-: НАИМЕНОВАНИЕ :-----									
:МЕР: : ОТПУСК : ПОТЕРИ, :ПОЛЕЗНЫЙ:КОЭФФИЦ.:НОРМАТИВ ПОТЕРЬ,МЛН.КВТЧ\%:КОЭФФИЦ.:									
:П/П: ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ : В СЕТЬ, :МЛН.КВТЧ: ОТПУСК :ЭФФ.МЕР.: НИЖНЯЯ :СРЕДНЕЕ :ВЕРХНЯЯ :НАПРЯЖ. :									
: : :МЛН.КВТЧ: % :МЛН.КВТЧ:РУБ/КВТЧ:ГРАНИЦА :ЗНАЧЕНИЕ:ГРАНИЦА : ПЛАНА :									
:=====									
: 1 :ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ-1 : 500.0: 30.0 : 470.0: 3.0: 20.9: 22.0: 23.1: 1.4:									
: : : :----- : : :----- : :----- : :									
: : : 6.00 : : : 4.18: 4.40: 4.62: :									
:=====									
: 2 :ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ-2 : 400.0: 20.0 : 380.0: 8.0: 17.1: 18.0: 18.9: 1.1:									
: : : :----- : : :----- : :----- : :									
: : : 5.00 : : : 4.28: 4.50: 4.73: :									
:=====									
: ИТОГО ПО ПЭС : 900.0: 50.0 : 850.0: : 38.0: 40.0: 42.0: 1.2:									
: : : :----- : : :----- : :----- : :									
: : : 5.56 : : : 4.22: 4.44: 4.67: :									
:=====									
: 3 :ЦЕНТР. РЕЗЕРВ : 1250.0: 50.0 : 1200.0 : 47.5: 50.0: 52.5: 1.0:									
: : : :----- : : :----- : :----- : :									
: : : 4.00 : : : 3.80: 4.00: 4.20: :									
:=====									
: ИТОГО ПО ПОЭЭ : 2150.0: 100.0 : 2050.0: : 85.5: 90.0: 94.5: 1.1:									
: : : :----- : : :----- : :----- : :									
: : : 4.65 : : : 3.98: 4.19: 4.40: :									
:=====									

13.5. NORMA. Последовательность выполнения работы

13.5.1. Изучить назначение, алгоритмы и блок-схему программы NORMA.

13.5.2. Изучить структуру и правила подготовки файла исходных данных, результаты расчета. Проверить работоспособность программы на контрольном примере.

13.5.3. Скопировать файл NORMA.DAT под именем XXXXXXXX.DAT (где первые 6 символов – номер программы, 7 и 8 символ – порядковый номер студента в группе, например, 10622001. DAT).

13.5.4. В файле с именем XXXXXXXX.DAT произвольно изменить данные – распределяемый норматив потерь, отчетные потери, коэффициент эффективности и т.д.

13.5.5. Выполнить программу NORMA.EXE и записать результаты расчета по программе в файл XXXXXXXX.RES. Проанализировать полученные результаты.

13.5.6. Повторить п.п. 13.5.4, 13.5.5 несколько раз с разными объемами выборки.

13.5.7. Сделать распечатки файлов исходных данных и результатов расчета по программе и оформить отчет по работе.

13.6. NORMA. Содержание отчета

13.6.1. Назначение, алгоритм (основные теоретические сведения) и блок-схема программы NORMA.

13.6.2. Распечатки файлов исходных данных и результатов проведенных расчетов с анализом.

13.6.3. Предложения по улучшению алгоритма, сервисных свойств и возможностей программы NORMA.

13.7. NORMA. Контрольные вопросы

13.7.1. Каково назначение программы NORMA?

13.7.2. Какой аналитический аппарат положен в основу программы NORMA?

13.7.3. Как работает алгоритм программы NORMA?

13.7.4. Какова структура файла исходных данных программы NORMA?

13.7.5. Что представляют собой результаты программы NORMA?

13.7.6. От чего зависит расчетное нормативное задание по потерям электроэнергии?

13.7.7. Что представляют собой структурные подразделения энергосистемы?

ЛИТЕРАТУРА

1. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - Минск: УВ НЦ при УП “Белэнергосбережение”, 2006.
2. Пospelов Г.Е., Шапиро И.З., Фурсанов М.И. Совершенствование системы планирования потерь электроэнергии и мероприятий по их снижению в электрических сетях энергосистем. – Минск: БелНИИНТИ, 1981. – 38с.
3. Пospelов Г.Е., Шапиро И.З., Фурсанов М.И. Применение вычислительной техники для расчета, снижения и планирования технологического расхода электроэнергии в электрических сетях. – Минск: БПИ, 1987. – 89с.
4. Каялов Г.М. Определение потерь энергии в электрической сети по средним значениям нагрузок в ее узлах// Электричество. – 1976. – №6. – с.19-24.
5. Анисимов Л.П., Левин М.С., Пекелис В.Г. Методика расчета потерь энергии в действующих распределительных сетях. – 1975. – №4. – с.27-30.
6. Фурсанов М.И., Пospelов Г.Е., Шапиро И.З. Алгоритм и программа вероятностно-статического эквивалентирования электрических сетей на ЭС ЭВМ/ Информационный листок. – Минск: БелНИИНТИ, 1985.
7. Гурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие для вузов. 4-е изд., доп. – М.: Высш. Школа, 1972. – 386 с.
8. Математическая статистика: Учебник/ В.М.Иванова, В.Н.Калинина, Л.А.Нешумова и др. – 2-е изд. доп. – М.: Высш. Школа, 1981. – 371 с.
9. Фурсанов М.И., Пospelов Г.Е., Шапиро И.З. Алгоритм и программа для расчета режимов эквивалентных параметров электрических сетей на ЭС ЭВМ/ Информационный листок. – Ми.: БелНИИНТИ, 1985.
10. Фурсанов М.И., Сыч Н.М., Уласевич А.Ф. Прогнозирование и анализ потерь энергии и режимов в распределительных электрических сетях 6-35 кВ на ЭЦВМ БЭСМ-4 (М-220)/ Изв. Вузов СССР// Энергетика. 1974. - №6.
11. Фурсанов М.И., Сыч Н.М., Уласевич А.Ф. Расчеты потерь энергии и режимов в электрических сетях до 1000В при неполной исходной информации/ Изв. Вузов СССР// Энергетика. 1976. - №8.
12. Фурсанов М.И., Уласевич А.Ф. Эффективность оценки потерь электроэнергии в распределительных сетях методом статистических испытаний в/ Изв. Вузов СССР// Энергетика. 1988. - №1.
13. Фурсанов М.И. Планирование замены трансформаторов в распределительных сетях / Изв. Вузов СССР// Энергетика. 1983. - №7.
14. . Фурсанов М.И. Методика и планирование замены проводов воздушных линий в распределительных сетях / Изв. Вузов СССР// Энергетика. 1985. - №1.
15. Фурсанов М.И., Шапиро И.З. Математическое обеспечение для нормирования потерь энергии электрических сетях предприятий электрических сетей энергосистемы «Пензаэнерго»: Научно-технический отчет, Минск, 1992.
16. Брич З.С. и др. Фортран 77 для ПЭВМ ЭС: Справ. Изд./ З.С. Брич, Д.В. Капилевич, Н.А. Клецкова – М.: Финансы и статистика , 1991. – 288 с.